

RECCS plus

Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO₂-Abtrennung und -Ablagerung (CCS)

Update und Erweiterung der RECCS-Studie



Forschungsvorhaben
gefördert vom



Bundesministerium
für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit

Impressum

Herausgeber:

Bundesministerium für Umwelt , Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)

Inhaltliche Bearbeitung:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH (WI)

Dipl.-Umweltwiss. Andrea Esken

Dipl.-Umweltwiss. Samuel Höller

Dr. Hans-Jochen Luhmann

Dipl. Soz.-Wiss. Katja Pietzner

Dr. Daniel Vallentin

Dr. Peter Viebahn (Projektleiter)

Mit Unteraufträgen an

Dr. Lars Dietrich LL.M. (Sozietät Wolter Hoppenberg, Hamm)

Dr. Joachim Nitsch (Stuttgart)

Grafik, Satz, Gestaltung: michaelis.de((sign))

Bild Umschlag: Parabolspiegel: DLR

Druck: Silber Druck, Berlin

auf 100% Recyclingpapier

Stand: April 2010

Download: www.bmu.de
www.erneuerbare-energien.de
www.wupperinst.org/ccs

Auflagenhöhe: 1.000

Druckfassung erhältlich beim BMU

Ansprechpartner:

Dr. Peter Viebahn

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie

Postfach 10 04 80

42004 Wuppertal

Tel.: 0202 2492-306

Fax: 0202 2492-198

E-Mail: peter.viebahn@wupperinst.org

RECCS plus

Förderkennzeichen 0329967A

Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO₂-Abtrennung und -Ablagerung (CCS)

Update und Erweiterung der
RECCS-Studie 0329967/07000285

Abschlussbericht an das BMU (Projektträger PTJ)

Wuppertal Institut

Dipl.-Umweltwiss. Andrea Esken

Dipl.-Umweltwiss. Samuel Höller

Dr. Hans-Jochen Luhmann

Dipl. Soz.-Wiss. Katja Pietzner

Dr. Daniel Vallentin

Dr. Peter Viebahn (Projektleiter)

Mit Unteraufträgen an

Dr. Lars Dietrich LL.M. (Sozietät Wolter Hoppenberg, Hamm)

Dr. Joachim Nitsch (Stuttgart)

Das diesem Bericht zugrundeliegende FE-Vorhaben wurde im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit unter dem Kennzeichen 0329967A durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungs- und Formelverzeichnis	8
Tabellenverzeichnis	11
Abbildungsverzeichnis	12
Zusammenfassende Thesen	15
Zusammenfassung	20
 Kapitel 1 Einführung	 32
1.1 Notwendigkeit eines Updates der ersten RECCS-Studie	32
1.2 Inhalt der hier vorgelegten Studie	32
1.3 Zum Begriff „Lagerung“ versus „Speicherung“	32
 Kapitel 2 Weltweite Entwicklung von CCS im Zeitraum von 2007 bis 2009	 34
2.1 Politische Entwicklung sowie Forschungs- und Entwicklungsinitiativen	34
2.1.1 Deutschland	34
2.1.2 Europäische Union	36
2.1.2.1 Stellenwert von CCS in der EU-Politik	36
2.1.2.2 Europaweit geplante Pilot- und Demonstrationsanlagen	37
2.1.3 Ein Blick auf Entwicklungen außerhalb der Europäischen Union	41
2.1.3.1 China	41
2.1.3.2 USA	43
2.1.3.3 Australien	44
2.1.4 Internationale Verhandlungen zur Berücksichtigung von CCS unter dem Clean Development Mechanism (CDM)	45
2.2 CO ₂ -Minderungsaktivitäten anderer Industriezweige	46
2.3 Weltweite Netzwerke	47
 Kapitel 3 Verfahren der CO₂-Abtrennung bei der Stromerzeugung	 49
3.1 Neue Entwicklungstrends und FuE-Aktivitäten bei CO ₂ -Abtrennverfahren	49
3.1.1 Post-combustion Verfahren	49
3.1.2 Pre-combustion Verfahren	54
3.1.3 Oxyfuel Verfahren	54
3.2 Nachrüstung von Kraftwerken	57
3.2.1 Der Begriff „Capture Ready“	57
3.2.2 Maßnahmen für und Auswirkungen von Nachrüstungen zur CO ₂ -Abscheidung	58

Kapitel 4	
Analyse von Möglichkeiten der CO₂-Verwendung	60
4.1 Stoffliche Verwertung von CO ₂	60
4.2 Biologische Verfahren der CO ₂ -Abscheidung und Nutzung	62
4.3 Weitere Verfahren und Ansätze	63
Kapitel 5	
Treibende Kräfte und Haltung relevanter Gruppen	64
5.1 Nicht-Regierungsorganisationen	64
5.2 Kirchen	67
5.3 Politik	67
5.3.1 Politische Parteien	67
5.3.2 Bundesregierung	69
5.3.3 Bundesrat und Bundesländer	69
5.3.4 Kommunen	71
5.4 Beratungsgremien und -institutionen	71
5.5 Wissenschaft	74
5.6 Zusammenfassende Einschätzung der Haltung relevanter Akteure	75
Kapitel 6	
Rechtliche Aspekte der Einführung von CCS in der Kraftwerkstechnik	76
6.1 Rechtsrahmen für die CCS-Technologie auf der Ebene europäischen Rechts	76
6.1.1 Entwicklungen	76
6.1.2 Regelungsrahmen der CCS-Richtlinie (2009/31/EG)	77
6.1.2.1 Zweck, Geltungsbereich und Begriffsbestimmungen	78
6.1.2.2 Explorationsgenehmigung: Anforderungen und Erteilungsvoraussetzungen	78
6.1.2.3 Speichergenehmigung: Anforderungen und Erteilungsvoraussetzungen	79
6.1.2.4 Anforderungen an Betrieb, Schließung sowie Nachsorgeverpflichtungen	80
6.1.2.5 Zugang Dritter zu den Infrastruktureinrichtungen	82
6.1.2.6 Anpassungen bestehender Rechtsakte, allgemeine und Schlussbestimmungen	82
6.1.2.7 Einbeziehung in den Emissionshandel und Investitionsförderung	84
6.1.3 Zusammenfassung und Bewertung	85
6.2 Regelungen zu CCS betreffend die Speicherung von CO ₂ in den Ozeanen und Meeren im Völkerrecht	86
6.3 Rechtsentwicklungen außerhalb der EU am Beispiel des US-Bundesstaates Wyoming und des australischen Bundesstaates Victoria	87
6.3.1 Vereinigte Staaten von Amerika: Beispiel Wyoming	87
6.3.2 Australien: Beispiel Victoria	88
6.4 Die Entwicklung in anderen EU-Mitgliedstaaten am Beispiel der Niederlande und Polens	89
6.4.1 Niederlande	90
6.4.2 Polen	91
6.5 Rechtsrahmen für die CCS-Technologie auf der Ebene nationalen Rechts	93
6.5.1 Entwicklungen	93
6.5.2 Geltende Rechtslage in Deutschland für CCS	95

6.5.2.1 CO ₂ -Abscheidung	96
6.5.2.2 CO ₂ -Transport	96
6.5.2.3 CO ₂ -Ablagerung/dauerhafte Speicherung	97
6.5.2.4 Weitere ordnungs- und haftungsrechtliche Aspekte	103
6.5.2.5 Zusammenfassung	103
6.5.3 Regierungsentwurf für ein Gesetz zur Regelung der Abscheidung, Transport und dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (CCS-Gesetz) vom April 2009	103
6.5.3.1 Konzeption und Zweck des CCS-Gesetzes	103
6.5.3.2 Regelungen zur CO ₂ -Abscheidung	104
6.5.3.3 Regelungen zum CO ₂ -Transport	105
6.5.3.4 Regelungen zur Untersuchung und zur dauerhaften CO ₂ -Speicherung	105
6.5.3.5 Weitere Vorschriften des KSpG-E	108
6.5.4 Wesentliche Kritikpunkte am Entwurf des CCS-Gesetzes	108
6.5.4.1 Regelungen zur Erfassung, Bewertung und Lösung von Nutzungskonflikten	108
6.5.4.2 Deckungsvorsorge und Übertragung der Verantwortung auf das jeweilige Bundesland	110
6.5.4.3 Auswahl weiterer Kritikpunkte	111
6.5.5 Zusammenfassung und Ausblick	112
Kapitel 7	
Analyse der Potenziale zur CO₂-Ablagerung	113
7.1 Zielsetzung	113
7.2 Geologische Grundlagen	113
7.2.1 Formationen für die CO ₂ -Ablagerung	113
7.2.2 Charakterisierung geeigneter Ablagerungsgesteine	114
7.2.3 Offene und geschlossene Formationen	116
7.3 Ablagerungsmechanismen	118
7.4 Methoden der Kapazitätsabschätzung	118
7.4.1 Tiefe Saline Aquifere	119
7.4.2 Ausgeförderte Erdöl- und Erdgaslagerstätten	120
7.5 CO ₂ -Ablagerungskapazität für Deutschland	121
7.5.1 Geologische Situation in Deutschland	121
7.5.2 Abschätzung der CO ₂ -Ablagerungskapazität in salinen Aquiferen unter deutschem Festland	122
7.5.3 Abschätzung der CO ₂ -Ablagerungskapazität in salinen Aquiferen der deutschen Nordsee	124
7.5.4 Abschätzung der CO ₂ -Ablagerungskapazität in ausgeförderten Erdöl- und Erdgaslagerstätten	124
7.5.5 Abschätzung der gesamten CO ₂ -Ablagerungskapazität für Deutschland	125
7.5.6 Abgleich des ermittelten Ablagerungspotenzials mit der Menge an anfallendem CO ₂ in Deutschland	126
7.5.7 Schlussfolgerungen aus der Analyse für Deutschland	127
7.6 CO ₂ -Ablagerungskapazität in Europa	128
7.6.1 Überblick über bestehende CO ₂ -Ablagerungsabschätzungen für Europa	128
7.6.2 Wichtige Anrainerstaaten zur CO ₂ -Ablagerung für Deutschland	131
7.6.3 Britische und norwegische Nordsee	134
7.6.4 Restliches Europa	140
7.6.5 Schlussfolgerungen aus der Analyse für Europa	141
7.7 Atlanten und Kataster zur CO ₂ -Ablagerungskapazität	142

7.8 Die mögliche Rolle von Enhanced Oil Recovery (EOR) für CCS	142
7.8.1 Verschiedene Schritte der Ölförderung	142
7.8.2 Potenzial für EOR in Norwegen und UK	143
7.8.3 „Window of opportunity“ für CCS	144
7.8.4 Analogie von EOR zur Gasförderung	144
7.8.5 Vor- und Nachteile von EOR	144
7.8.6 Schlussfolgerung aus der Analyse von EOR	145
Kapitel 8	
Umweltbewertung von CCS im Vergleich zu erneuerbaren Energien	146
8.1 Rückblick auf die Ergebnisse der RECCS-Studie	146
8.2 Ökobilanzen der Gesamtkette CCS	146
8.2.1 Gesamtüberblick	146
8.2.2 Darstellung der Studien im einzelnen	146
8.2.3 Ergebnisvergleich	153
8.3 Vergleich von Strom aus CCS und aus erneuerbaren Energien	156
8.4 Direkte Umweltwirkungen außerhalb von LCA	158
8.5 Indirekte Umweltwirkungen durch Kohleabbau und soziale Aspekte	158
8.6 Mögliche Auswirkungen der CO ₂ -Lagerung auf unterirdische Ökosysteme	159
8.7 Schlussfolgerungen aus der Umweltbewertung	160
Kapitel 9	
Ökonomischer Vergleich von CCS-Kraftwerken und erneuerbaren Energietechnologien	162
9.1 Aktualisierung der Stromgestehungskosten von CCS-Kraftwerken und erneuerbaren Energien	162
9.1.1 Zukünftige Pfade für Preise fossiler Energieträger und CO ₂ -Emissionsrechte	162
9.1.2 Kostenannahmen und andere Parameter von CCS-Kraftwerken und ihrer Referenzkraftwerke	166
9.1.3 Ermittlung der Stromgestehungskosten für CCS-Kraftwerke	168
9.1.4 Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien	172
9.1.5 Kostenvergleich von CCS-Kraftwerken und erneuerbaren Energien	173
9.2 Exkurs: Betrachtungen zum geeigneten Kostenbegriff und Systemumfang – die Bestimmung des „break even“ Punkts	175
9.2.1 Eignung der Annuität	175
9.2.2 Eignung des zur Kostenbestimmung gewählten Systemausschnitts: die Relevanz der Börsenorientierung versus CO ₂ -Rechte-Preis	176
9.2.3 Die Auswirkungen von CCS-Kraftwerken auf die Preisbestimmung in einem strombörsenbestimmten Kalkül	176
9.3 Schlussfolgerungen aus der ökonomischen Analyse	178
Kapitel 10	
Systemanalytische Bewertung von CCS im Rahmen nationaler Szenarien	180
10.1 Rückblick auf die Szenarien der RECCS-Studie	180
10.2 Leitszenario 2008 und Definition der CCS-relevanten Variante D	180
10.3 Energetische und emissionsseitige Eckdaten der Modellierung	182
10.4 Kraftwerksseitige Eckdaten des Szenarios D und der Szenarienfamilie CCS-EE/KWK	183
10.5 Ergebnisse der Variantenrechnung innerhalb von CCS-EE/KWK	185
10.6 Schlussfolgerungen aus der Szenarioanalyse	190

10.7 Infrastrukturaufwand für Transport und Lagerung des abgeschiedenen Kohlendioxids	190
Kapitel 11	
Zusammenfassende integrative Bewertung von CCS für fossile Kraftwerke und Forschungsbedarf	194
11.1 Zielvorgaben	194
11.2 Bestimmungsfaktoren für die Einführung von CCS	194
11.3 CCS im internationalen Fokus	198
11.4 CCS in der Industrie und bei der Biomasse-Nutzung	198
Kapitel 12	
Literatur	200
Kapitel 13	
Anhang	219
13.1 Anhang 1: Eckdaten der Kostenrechnung (Kapitel 9)	219
13.2 Anhang 2: Eckdaten der Varianten 1-6 des Szenarios CCS-EE/KWK (Kapitel 10)	222
13.3 Anhang 3: Pipeline-Infrastruktur-Szenarien	234

Abkürzungs- und Formelverzeichnis

Abkürzungen

ABI	Amtsblatt
AEP	American Electric Power
AOSIS	Alliance of Small Island States
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
CAGS	China-Australia Geological Storage
CAR	Ceramic Autothermal Recovery
CCS	Carbon (Dioxide) Capture and Storage
CCSA	Carbon Capture & Storage Association
CCSD	Cooperative Research Centre for Coal in Sustainable Development (AUS)
CDM	Clean Development Mechanism
CER	Certified Emissions Reductions
CLC	Chemical Looping Combustion
CLSF	Carbon Sequestration Leadership Forum
CO	Kohlenstoffmonoxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ CRC	Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (AUS)
COACH	Cooperation within CCS China-EU
COORETEC	Initiative „CO ₂ -REDuktions-TEchnologien“
COP	Conference of the Parties (UN)
CSIRO	Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation
DOE	Department of Energy (U.S. Energieministerium)
EB	Executive Board
ECRA	European Cement Research Academy
EE	Erneuerbare Energien
EEPR	European Energy Programme for Recovery
EGR	Enhanced Gas Recovery
ENCAP	Enhanced Capture of CO ₂
ENVI	Ausschuss für Umweltfragen, Volksgesundheit und Lebensmittelsicherheit (EU)
EOR	Enhanced Oil Recovery
EPA	Environmental Protection Agency (USA)
EPRI	Electric Power Research Institute
ETS	Emission Trading System (Emissionshandelssystem der EU)
EU	Europäische Union
FuE	Forschung und Entwicklung
GGGSA	Greenhouse Geological Sequestration Act 2008 (AUS)
GHGT	International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies
GuD	Gas und Dampf Kombiprozess

H₂	Wasserstoff
HKW	Heizkraftwerk
IEA	International Energy Agency
IGCC	Integrated Gasification Combined Cycle (GuD-Verfahren mit Brennstoffvergasung)
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ITM	Ion Transport Membrane
IVU	Integrierte Vermeidung und Verminderung von Umweltverschmutzung
IZ Klima	Initiative Klimafreundliches Kohlekraftwerk
JCG	Australia-China Joint Coordination Group on Clean Coal Technologies
KOM	Kommunikationsmaßnahme der Europäischen Union
KOND KW	Kondensationskraftwerk
KW	Kraftwerk
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCA	Life Cycle Assessment (Ökobilanz)
LDC	Least Developed Countries
LPG	Liquefied Petroleum Gas (Flüssiggas)
MEA	Monoethanolamin
MOP	Meeting of the Parties (UN)
NGO	Non-Governmental Organisation (Nichtregierungsorganisation)
NRW	Nordrhein-Westfalen
NZEC	Near-Zero Emission Coal Technologies (China)
Ospar	Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt des Nordost-Atlantiks
OTM	Oxygen Transport Membran
RMB	Chinesische Währung Renminbi
RTI	Research Triangle Institute
SBSTA	Subsidiary Body for Scientific and Technology Advice
SCCS	Scottish Centre for Carbon Storage
STRA-CO₂	Support to Regulatory Activities for Carbon Capture and Storage
TGR-BF	Top Gas Recycling–Blast Furnace = Hochofentechnologie mit Gichtgasabscheidung
UBA	Umweltbundesamt
ULCOS	Ultra Low CO ₂ Steelmaking
UN	United Nations
UNCLOS	Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen
UVP	Umweltverträglichkeitsprüfung
VO	Verordnung der Europäischen Gemeinschaft
WI	Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie
WRI	Western Research Institute

Einheiten und Formelzeichen

$^{\circ}\text{C}$	Grad Celsius
A\$	Australischer Dollar
a	Jahr
B_g	Gasexpansionsfaktor
c_p	Kompressibilität der Poren bzw. des Gesteins
c_w	Kompressibilität des Formationswassers
E	Effizienzfaktor
E_d	Verdrängungseffizienz
el	elektrisch
E_v	volumetrische Effizienz
FVF	Formationsvolumenfaktor
g	Gramm
Gt	Gigatonnen (1 Milliarde Tonnen)
h	Stunde
K	Kelvin
kWh_{el}	Kilowattstunde elektrisch
kWh_{th}	Kilowattstunde thermisch
l	Liter
m	Meter
$m_{\text{CO}_2, \text{effektiv}}$	effektive gravimetrische Lagerkapazität
$m_{\text{CO}_2, \text{theoretisch}}$	theoretische gravimetrische Lagerkapazität
MJ	Megajoule (0,278 kWh)
MPa	Megapascal
Mt	Megatonnen (1 Million Tonnen)
MWh	Megawattstunden (1.000 kWh)
n/g	net-to-gross Verhältnis (Anteil der Sedimentstrukturen, die eine entsprechende Porosität und Permeabilität aufweisen, um CO_2 aufnehmen zu können)
th	thermisch
traps%	Anteil von Fallen am Gesamtvolumen
TWh	Terrawattstunde (1 Milliarde kWh)
Vb	Volumen der potenziellen Lagerstätte
$V_{\text{gas}}(\text{STP})$	kumulierte Fördervolumen unter Standardbedingungen
ρ_{CO_2}	Dichte des CO_2
φ	Porosität

Tabellenverzeichnis

Tab. 2-1	Übersicht über laufende und beendete Forschungsprojekte des Carbon Sequestration Leadership Forums (CSLF)	38
Tab. 2-2	Liste bekannter europäischer CCS Pilot- und Demonstrationsprojekte aus dem Kraftwerkssektor (Stand 9/2009)	39
Tab. 2-3	Liste bekannter europäischer CCS Pilot- und Demonstrationsprojekte aus anderen Industriezweigen (Stand 9/2009)	47
Tab. 3-1	Neue Entwicklungen bei Post-combustion Verfahren	51
Tab. 3-2	Neue Entwicklungen bei Pre-combustion Verfahren	55
Tab. 3-3	Neue Entwicklungen bei Oxyfuel Verfahren	56
Tab. 3-4	Durchzuführende Maßnahmen bei verschiedenen CO ₂ -Abscheideverfahren	59
Tab. 4-1	Derzeitige globale industrielle Anwendungen von CO ₂ (nur Produkte und Anwendungen im Megatonnen-Bereich, Zahlen beinhalten große Unsicherheiten)	61
Tab. 6-1	Ordnungsrechtliche und emissionshandelsrechtliche Erfassung des CCS-Verfahrens	83
Tab. 6-2	Rechtliche Erfassung von CCS in Deutschland – Darstellung der derzeitigen Genehmigungssituation (Stand: Januar 2010)	98
Tab. 7-1	Übersicht über charakteristische Eigenschaften geeigneter Ablagerungsgesteine (minimale, maximale und optimale Bedingungen)	116
Tab. 7-2	Abgeschätzte Werte verschiedener Autoren für die Ablagerungskapazitätsermittlung in salinen Aquiferen für Deutschland (onshore)	122
Tab. 7-3	CO ₂ -Ablagerungskapazitäten für Deutschland in Erdgasfeldern	124
Tab. 7-4	CO ₂ -Ablagerungskapazitäten für Deutschland in verschiedenen Formationen	125
Tab. 7-5	CO ₂ -Ablagerungskapazitäten in Europa (bekannte Abschätzungen)	129
Tab. 7-6	Europäische Abschätzungen der CO ₂ -Ablagerungskapazitäten und Emissionen aus Punktquellen aller europäischer Länder	130
Tab. 7-7	Vergleich von CO ₂ -Ablagerungskapazitäten in den Niederlanden	131
Tab. 7-8	Vergleich von CO ₂ -Ablagerungsmöglichkeiten in Dänemark	133
Tab. 7-9	Vergleich der CO ₂ -Ablagerungskapazitäten im Vereinigten Königreich von Großbritannien und Nordirland (UK)	136
Tab. 7-10	Vergleich von CO ₂ -Ablagerungskapazitäten in Norwegen	138
Tab. 7-11	CO ₂ -Ablagerungskapazitäten in Utsira	139
Tab. 7-12	Übersicht der konservativen Kapazitätsabschätzungen zur CO ₂ -Ablagerung der deutschen Nachbarländer im Vergleich mit den Emissionen aus großen Punktquellen	141
Tab. 8-1	Gesamtüberblick über Annahmen von Ökobilanzen der Gesamtkette CCS	148
Tab. 8-2	Gesamtüberblick über Ergebnisse von Ökobilanzen der Gesamtkette CCS – Auswertung fünf verschiedener Studien	154
Tab. 8-3	Treibhausgas-Emissionen von solarthermischen Kraftwerken, Fotovoltaik und Wind offshore (derzeitige Situation, 2025 und 2050)	157

Tab. 9-1	Aufwendungen, Kosten und andere Parameter von „marktfähigen“ CCS-Kraftwerken (2020), „ausgereiften“ CCS-Kraftwerken (2040) und ihrer Referenzkraftwerke (2020)	167
Tab. 9-2	Differenzkosten der Stromgestehung und CO ₂ -Vermeidungskosten (Neuanlagen) für Erdgas (GuD)-, Steinkohle (Dampf)-, Steinkohle (IGCC)-, Braunkohle (Dampf)-Kraftwerke (Preisfad A/C) (ohne/mit CCS)	170
Tab. 9-3	Differenzkosten der Stromgestehung und CO ₂ -Vermeidungskosten (Neuanlagen) für Erdgas (GuD)-, Steinkohle (Dampf)-, Steinkohle (IGCC)-, Braunkohle (Dampf)-Kraftwerke (Preisfad C/A) (ohne/mit CCS)	171
Tab. 10-1	Energetische und emissionsseitige Eckdaten der Modellierung im Jahr 2020	182
Tab. 10-2	Fossiler Kraftwerksneubau ab 2005, für CCS zugängliche Leistung (Großkraftwerke) und deren Stromerzeugung, Vergleich mit Zubau erneuerbaren Energien und deren Stromerzeugung im Szenario D	183
Tab. 10-3	Anteil der mit CCS ausgestatteten Kraftwerke in den untersuchten Varianten des Szenarios CCS-EE/KWK	184
Tab. 10-4	Wirkungen des Einsatzes der CCS-Technologie beim Neubau und der Nachrüstung fossiler Kraftwerke für verschiedene Rahmenbedingungen	187
Tab. 10-5	Mengen an abgeschiedenem Kohlendioxid in den Varianten des neuen Szenarios CCS-EE/KWK und den RECCS-Szenarien CCS-MAX und CCS-BRIDGE	191
Tab. 13-1	Entwicklung der Preise für Brennstoffe und CO ₂ -Zertifikate unter drei verschiedenen Szenarien: A (deutlich), B (mäßig) und C (sehr niedrig)	219
Tab. 13-2	Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke ohne/mit CCS bei verschiedenen Energieträger- und CO ₂ -Preispfaden (deutlich/sehr niedrig) und (sehr niedrig/deutlich)	220
Tab. 13-3	Zukünftige Kostenentwicklung der stromerzeugenden erneuerbare Energietechnologien (Neuanlagen) und des Mittelwerts des gesamten EE-Mixes (mit, ohne Fotovoltaik)	221
Tab. 13-4	Eckdaten der Szenariovariante „Maximal-Theoretisch“	222
Tab. 13-5	Eckdaten der Szenariovariante „Maximal-Realistisch“	224
Tab. 13-6	Eckdaten der Szenariovariante „Maximal-Neu“	226
Tab. 13-7	Eckdaten der Szenariovariante „Realistisch I“	228
Tab. 13-8	Eckdaten der Szenariovariante „Realistisch I – nur Kohle“	230
Tab. 13-9	Eckdaten der Szenariovariante „Realistisch II“	232

Abbildungsverzeichnis

Abb. 2-1	Aufteilung des COORETEC-Budgets nach Technologiebereichen (Stand 06/2009). Gesamtbudget COORETEC: 142,5 Mio. EUR	34
Abb. 2-2	Die „Richtlinie über die geologische Speicherung von Kohlendioxid“ der EU sowie ihre vielfältigen Verknüpfungen mit anderen Elementen der EU-Klimapolitik	37
Abb. 2-3	Übersicht über die derzeit in Europa laufenden, geplanten und verworfenen oder beendeten CCS-Projekte	38

Abb. 2-4	Übersicht über die derzeit laufenden, geplanten und verworfenen oder beendeten CCS-Projekte in den USA, Australien, China und Japan	41
Abb. 2-5	U.S.-amerikanisches FuE-Budget im Bereich Kohletechnologien (Stand 2008). Gesamtbudget: ca. 500 Mio. U.S.-\$ (369 Mio. EUR)	43
Abb. 2-6	Geplante und bestehende CCS-Projekte in Australien	44
Abb. 3-1	Übersicht verschiedener Technologiepfade zur CO ₂ -Abscheidung	49
Abb. 3-2	Anteil von „capture-ready“-Kraftwerken in der EU	58
Abb. 4-1	Auflistung der technischen, chemischen und energie-wirtschaftlichen CO ₂ -Verwertungsmöglichkeiten	60
Abb. 5-1	Übersicht der Haltungen relevanter Akteure aus dem Bereich CCS	75
Abb. 7-1	Schematische Darstellung eines Aquifers mit durchlässigem Porengestein und abdichtenden Schichten nach unten und oben	114
Abb. 7-2	Veränderung der Dichte und damit des Volumens von CO ₂ mit der Tiefe	115
Abb. 7-3	Überblick über verschiedene geologische Strukturen, in denen Erdöl und Erdgas akkumuliert wurden	116
Abb. 7-4	Geologische Formationen zur Erklärung der Begriffe Antiklinale (Sattel) und Synklinale (Mulde)	117
Abb. 7-5	Schematische Darstellung von Beispielen für offene und geschlossene Strukturen in offenen und geschlossenen Systemen	117
Abb. 7-6	Reservoir-Simulation zur CO ₂ -Einspeisung in einen salinen Aquifer mit Injektionsstopp nach 25 Jahren	118
Abb. 7-7	Pyramide zum Zusammenhang der Ablagerungskapazitäten	119
Abb. 7-8	Die geografische Verteilung der CO ₂ -Punktquellen (Kraftwerke und Industrie) und der -Ablagerungspotenziale in Deutschland	121
Abb. 7-9	Veränderung der CO ₂ Dichte und der Wassersalinität mit der Tiefe	122
Abb. 7-10	Abschätzungen der CO ₂ -Ablagerungskapazität für Deutschland	126
Abb. 7-11	Mögliches CO ₂ -Pipeline-Netz in Nordwest-Europa inklusive großer Punktquellen, Öl- und Gasfeldern und salinen Aquiferen	134
Abb. 8-1	Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen bei der CO ₂ -Abscheidung – Auswertung fünf verschiedener Studien	156
Abb. 8-2	Treibhausgas-Emissionen von fossilen Kraftwerken ohne und mit CCS im Vergleich mit Strom aus erneuerbaren Energien (solarthermische Kraftwerke, Fotovoltaik und Wind offshore (2020/2025 und 2050))	157
Abb. 9-1	Preise für Erdgas, Steinkohle und Braunkohle frei Kraftwerk für die Pfade A, B, C (ohne CO ₂ -Zuschlag)	163
Abb. 9-2	Verlauf des CO ₂ -Zertifikatpreises für die Pfade A, B, C	163
Abb. 9-3	Entwicklung der Preise für Erdgas, Steinkohle und Braunkohle frei Kraftwerk für die Pfade A/A, B/B, C/C (mit CO ₂ -Zuschlag)	164
Abb. 9-4	Entwicklung der Preise für Erdgas, Steinkohle und Braunkohle frei Kraftwerk für die Pfade A/A, A/C, B/B, C/A, C/C (mit CO ₂ -Zuschlag)	165
Abb. 9-5	Rückgang der Volllaststunden fossiler Kraftwerke in der CCS-EE/KWK-Szenarienfamilie (Nullpunkt unterdrückt)	167

Abb. 9-6	Zusammensetzung der Stromgestehungskosten (Neuanlagen) für Erdgas (GuD)-, Steinkohle (Dampf)-, Steinkohle (IGCC)-, Braunkohle (Dampf)-Kraftwerke (Preisfad A/C) (ohne CCS)	168
Abb. 9-7	Zusammensetzung der Stromgestehungskosten (Neuanlagen) für Erdgas (GuD)-, Steinkohle (Dampf)-, Steinkohle (IGCC)-, Braunkohle (Dampf)-Kraftwerke (Preisfad A/C) (mit CCS)	169
Abb. 9-8	Zusammensetzung der Stromgestehungskosten (Neuanlagen) für Erdgas (GuD)-, Steinkohle (Dampf)-, Steinkohle (IGCC)-, Braunkohle (Dampf)-Kraftwerke (Preisfad C/A) (ohne CCS)	170
Abb. 9-9	Zusammensetzung der Stromgestehungskosten (Neuanlagen) für Erdgas (GuD)-, Steinkohle (Dampf)-, Steinkohle (IGCC)-, Braunkohle (Dampf)-Kraftwerke (Preisfad C/A) (mit CCS)	171
Abb. 9-10	Zukünftige Kostenentwicklung der stromerzeugenden erneuerbare Energietechnologien (Neuanlagen) und des Mittelwerts des gesamten EE-Mixes (mit, ohne Fotovoltaik; Nullpunkt unterdrückt).	172
Abb. 9-11	Verlauf zukünftiger Stromgestehungskosten (Neuanlagen) von erneuerbaren Energien und fossiler Kraftwerke (ohne/mit CCS) bei Preisfaden A/C und C/A (CCS ab 2020, inklusive Transport und Lagerung)	173
Abb. 9-12	Verlauf der Stromgestehungskosten (Neuanlagen) von erneuerbaren Energien und fossiler Kraftwerke (ohne/mit CCS) bei Preisfaden A/C und C/A – detaillierte Darstellung von Erdgas (GuD) sowie Steinkohle- und Braunkohle-Dampfkraftwerke	174
Abb. 9-13	Prinzipdarstellung: Grenzkosten-Effekt durch erneuerbare Energien beeinflusst über die Einsatzcharakteristik die durchschnittlichen Erzeugungskosten von fossilen Technologien	177
Abb. 10-1	Entwicklung der CO ₂ -Emissionen im Leitszenario 2008 und in den Varianten D2 (kohleorientiert) und D (zusätzlich verminderte Effizienz), Vergleich mit der Referenzentwicklung des Energiereports IV und den Reduktionszielen der Bundesregierung für 2020 und 2050	181
Abb. 10-2	Bandbreite der Entwicklung der CO ₂ -Gesamtemissionen, getrennt nach Stromsektor und den Verbrauchssektoren „Wärme + Kraftstoffe“ für zwei Varianten des Szenarios CCS-EE/KWK und Vergleich mit dem Leitszenario 2008	185
Abb. 10-3	Verlauf der CO ₂ -Emissionen im Stromsektor in den verschiedenen Varianten des Szenarios CCS-EE/KWK, im Leitszenario 2008 und im hypothetischen Fall des Einfrierens des EE-Beitrags auf dem heutigen Niveau	186
Abb. 10-4	Jährlich abzuscheidende und zu lagernde CO ₂ -Mengen in vier Varianten des Szenarios CCS-EE/KWK	188
Abb. 10-5	Gesamte Stromerzeugung in der Variante D des Leitszenarios 2008 und Beitrag von CCS in zwei Varianten des Szenarios CCS-EE/KWK	189
Abb. 10-6	Entwicklung der Kraftwerksleistung in der Variante D des Leitszenarios 2008 und Betrag von CCS in zwei Varianten des Szenarios CCS-EE/KWK (ohne „penalty load“ der CCS-Kraftwerke)	189
Abb. 10-7	Leistung von CCS-Kraftwerken nach Energieträgern im Szenario CCS-EE/KWK (Variante 4: Realistisch I) und theoretische Obergrenze (Variante 1: Maximal-Theoretisch)	189
Abb. 10-8	Entwurf einer europaweiten Clusterbildung von CO ₂ -Quellen	192
Abb. 13-1	Beispielhafte Darstellung von Pipeline-Infrastruktur-Szenarien als Folge einer CCS-MAX Strategie in Nordrhein-Westfalen (Gesamtpipeline-Längen von 4.330 km in Szenario 1-A, 8.380 km in Szenario 1-B und 1.140 km in Szenario 1-C)	234

Zusammenfassende Thesen

Weltweite Entwicklung von CCS im Zeitraum von 2007 bis 2009

- Ein Blick auf die weltweite Entwicklung von CCS innerhalb der letzten drei Jahre zeigt, dass in Deutschland, der Europäischen Union und auch in vielen anderen Staaten (analysiert wurden China, die USA und Australien) der Entwicklung und Demonstration von CCS eine zunehmend wichtige Rolle zugeschrieben wird.
- Europaweit wurden 41 Pilot- und Demonstrationsprojekte im Kraftwerkssektor zusammen gestellt, die hauptsächlich in England, den Niederlanden und Norwegen, gefolgt von Deutschland, in Angriff genommen werden. Weiterhin wird in acht bekannten Projekten an der CO₂-Abscheidung innerhalb anderer Industriezweige gearbeitet.
- Weiterhin sehr umstritten auf internationaler Ebene ist die Integration von CCS in den Clean Development Mechanism (CDM). Streitpunkte der Verhandlungen sind sowohl grundsätzliche Fragen zur Eignung von CCS als Technologie zur Treibhausminderung als auch komplexe methodische und rechtliche Probleme.
- Der Zeitpunkt, an dem die gesamte CCS-Kette (Abtrennung, Transport und Lagerung) in kommerziellem Ausmaß einsatzbereit sein wird, wird in den jüngsten Veröffentlichungen und Verlautbarungen der Industrie zunehmend erst in den Jahren 2025 - 2030 erwartet.

Verfahren der CO₂-Abtrennung bei der Stromerzeugung

- Innerhalb der einzelnen Technologierouten sind eine Vielzahl von Abscheideverfahren in der weltweiten Entwicklung.
- Die größte Anzahl von Forschungsprojekten bezieht sich auf das Post-combustion Verfahren, für das es auch die meisten Anbieter gibt. Auch wenn es aus heutiger Sicht das Verfahren mit den höchsten Wirkungsgradverlusten ist, so wird es insbesondere im Hinblick auf eine mögliche Nachrüstung von Kraftwerken vorrangig erforscht.
- Neben verschiedenen Abscheideprozessen, die auf Absorptions-, Adsorptions- und Membran-Verfahren basieren, stehen in letzter Zeit auch biologische Verfahren (Nutzung von Algen oder Enzymen) im Schwerpunkt des Interesses.

Möglichkeiten der CO₂-Verwendung

- Die stoffliche Verwertung von CO₂ ist insbesondere als Ausgangsstoff zur Herstellung von verschiedenen Wertstoffen, beispielsweise Methanol als Chemierohstoff, oder Endprodukten wie Urethane, Tenside und Harnstoff, des Weiteren zur chemischen Reinigung, in Feuerlöschern, Kühlgeräten oder Spraydosen möglich.
- Schätzungen gehen jedoch davon aus, dass prinzipiell deutlich weniger als ein und maximal bis zu fünf Prozent des derzeit anfallenden CO₂ in Produktkreisläufe eingebunden werden könnten.
- Zudem gibt es Überlegungen im Bereich der biologischen Verfahren, das CO₂ für die Erzeugung von Algenbiomasse zu verwenden, welche dann weiter zur Herstellung von Biogas, Biodiesel, Bioethanol oder Biowasserstoff genutzt werden könnte.

Treibende Kräfte und Haltung relevanter Gruppen

- Die Anzahl der Akteure, die sich mit der Thematik CCS in der öffentlichen Debatte platzieren, ist seit 2007 stetig gewachsen.

- Untersucht wurden Umwelt- und Klimaschutzorganisationen, relevante Industrieverbände und Gewerkschaften, Vertreter kirchlicher Einrichtungen, im Bundestag vertretene Parteien, Landesregierungen, Beratungsgremien der Bundesregierung und Forschungsinstitutionen, die alle sehr unterschiedliche Positionen zu CCS einnehmen.
- Die im Fokus stehenden Themen über CCS-Technologien sind mittlerweile sehr viel ausdifferenzierter. Wurde 2007 noch hauptsächlich über die technische und wirtschaftliche Machbarkeit der Technologie diskutiert, so erkennt man heute einen breiteren und offeneren Austausch mit dem Thema, der weitergehende Aspekte wie zum Beispiel mögliche Nutzungskonkurrenzen mit anderen Technologien oder Haftungsfragen einschließt.
- Mittlerweile wird über CCS nicht nur im Kontext von Kohlekraftwerkstechnologien berichtet, sondern auch industrielle Anwendungen der Technologie als Option zur Verdringung von Prozessemissionen und CCS in Verbindung mit Biomassenutzung rücken immer stärker in den Vordergrund.
- Als Spezifikum dieser Debatte bleibt, dass nach wie vor die Sichtweisen und Haltungen zum Thema CCS selbst innerhalb bestimmter Akteursgruppen sehr unterschiedlich in Richtung pro oder contra ausgeprägt sind.

Rechtliche Aspekte der Einführung von CCS in der Kraftwerkstechnik

- Mit der im Juni 2009 von der Europäischen Union verabschiedeten und durch die Mitgliedstaaten innerhalb von zwei Jahren umzusetzenden CCS-Richtlinie (2009/31/EG) und den weiteren modifizierten Rechtsakten ist ein in allen Mitgliedstaaten der EU geltendes umfassendes Regelwerk für die Nutzung der CCS-Technik geschaffen worden, das geeignet ist, um die damit verfolgten Ziele zu erreichen.
- Durch die Integration der gesamten CCS-Verfahrenskette in das europäische Emissionshandelssystem wird zudem ein Instrument für CCS aktiviert, mit dem Anreize für Investitionsträger sowohl in sicherheitstechnischer Sicht als auch in betriebswirtschaftlicher Sicht gesetzt werden.
- Das geltende deutsche Recht ist bisher kaum geeignet, um die verschiedenen Verfahrensschritte der CCS-Kette zu erfassen. Die größten Probleme ergeben sich dabei im Bereich der CO₂-Ablagerung mit dem alleinigen Ziel der dauerhaften Beseitigung des CO₂. Vorhaben zur dauerhaften Lagerung von CO₂ sind daher nach dem geltenden Recht nur in wenigen Konstellationen zulässig.
- Angesichts der Wissensdefizite sollte ein CCS-Gesetz vorläufig nur FuE- und Demonstrationsvorhaben mit anschließendem Review ermöglichen, hierfür jedoch zeitnah ein geeigneter Rechtsrahmen geschaffen werden.
- Da weder die Richtlinie noch der deutsche Gesetzentwurf eine Vorgabe hinsichtlich der Frage machte, wie bei konkurrierenden Vorhaben zu entscheiden ist, die die gleiche geologische Formation zur Verwirklichung benötigen (zum Beispiel Geothermie oder Gasspeicherung gegenüber CO₂-Einlagerung), sollten Regelungen zur Erfassung, Bewertung und Auflösung von Nutzungskonflikten als Folge einer großtechnischen Nutzung des CCS-Verfahrens vorgesehen werden.

Analyse der Potenziale zur CO₂-Lagerung

- Zielsetzung der Analyse war es, sowohl für Deutschland als auch für benachbarte Länder, die möglicherweise CO₂-Emissionen aus Deutschland lagern könnten, a) bereits vorliegende Kapazitätsabschätzungen für Lagerstätten hinsichtlich ihres Vorgehens und ihrer Annahmen systematisch zu analysieren und miteinander zu vergleichen und b) eine vorsichtige, konservative Abschätzung im Sinne einer unteren Grenze vorzulegen, an der sich potenzielle Investoren und politische Entscheidungsträger orientieren könnten.
- Im Sinne einer Szenarienanalyse wurde dabei eine typische „was wäre wenn“-Betrachtung durchgeführt, in der vorsichtige Abschätzungen respektive Annahmen zusammengeführt wurden. Die Analyse basiert nicht auf neuen geologischen Daten, sondern nutzt in der Literatur verfügbare Erkenntnisse.
- Die vorsichtige, konservative Abschätzung ergibt ein effektives Ablagerungspotenzial für Deutschland in der Größenordnung von 5 Mrd. t CO₂ (unter Zugrundelegung geschlossener

Systeme und einem daraus folgendem Effizienzfaktor von 0,1 Prozent für saline Aquifere). Die Unsicherheitsschwankung ergibt Werte von 4 bis 15 Mrd. t CO₂.

- Das Ablagerungspotenzial würde für die Emissionen in Deutschland ausreichen, die im als „realistisch“ eingeschätzten Kraftwerks-Szenario auf 1,2 Mrd. t CO₂ bis 2050 berechnet wurden.
- Die abgeschätzte effektive konservative Kapazität für Nordwest-Europa beträgt 49 Mrd. t CO₂. Dies würde für die kommenden 40 Jahre reichen, um die aktuellen Emissionen aus großen Punktquellen einzulagern.
- Nicht berücksichtigt wurde bei diesen Angaben bisher ein geographischer Abgleich zwischen Quellen und Senken, geeignete Transport-Infrastrukturen, rechtliche Fragen sowie Akzeptanzfragen.
- Generell sind alle Angaben über Ablagerungspotenziale derzeit grundsätzlich mit hohen Unsicherheiten verbunden.
- Enhanced Oil Recovery (EOR) könnte als Einstiegsszenario für CCS in Europa dienen, falls bis 2020 genügend CO₂ zur Verfügung gestellt werden würde. Im offshore Bereich muss EOR jedoch erst unter Beweis gestellt werden.
- Da EOR im Kontrast zum Klimaschutz steht, ist die Kopplung von CCS an diese Technologie nicht im Sinne der globalen Treibhausgasreduktion.

Umweltbewertung von CCS im Vergleich zu erneuerbaren Energien

- Die CO₂-Abscheidung bedingt einen erheblichen Mehrverbrauch endlicher Ressourcen mit allen damit verbundenen Folgen.
- Berücksichtigt man diesen Mehrverbrauch sowie die gesamte Prozesskette inklusive der Vorketten der benutzten Stoffe und Energien, können die Treibhausgas-Emissionen von im Jahr 2020 in Betrieb gehenden CCS-Kraftwerken insgesamt um 68 bis 87 Prozent (in Ausnahmefällen bis 95 Prozent) reduziert werden.
- Eine Vielzahl weiterer Umweltwirkungen steigt aufgrund des Mehrverbrauchs an Energie zum Teil erheblich an (und wird nur bei der reinen Sauerstoff-Verbrennung ebenfalls erheblich reduziert).
- Beachtet werden sollten die Empfehlungen einiger Autoren, ein umfangreiches Messprogramm für die ersten zu errichtenden CCS-Kraftwerke zu installieren, um Angaben für die tatsächlich anfallenden bzw. reduzierten Emissionen bei der Abscheidung zu erhalten. Dies würde das Verständnis und die Modellierung der im einzelnen ablaufenden chemischen Prozesse wesentlich verbessern.
- Selbst gegenüber den CCS-Kraftwerken verursachen die erneuerbaren Energien nur einen Bruchteil der Treibhausgas-Emissionen. In 2025 (2050) verursachen Wind offshore nur 5 – 8 (9 – 15) Prozent, Solarthermie 11 – 18 (13 – 23) Prozent und Fotovoltaik 14 – 24 (7 – 12) Prozent der Emissionen der CCS-Kraftwerke. Alle erneuerbaren Energien verbessern sich bis 2050 absolut, weisen aber prozentual bis auf die Fotovoltaik höhere Werte aus, da auch die CCS-Technologien besser werden.
- Nicht in Ökobilanzen betrachtet werden andere Aspekte wie tiefgreifende und großflächige Veränderungen der Landschaft durch den Kohleabbau, die Folgen einer Absenkung des Grundwasserspiegels, eine Wasserverseuchung durch Grubenabwässer oder die Anlage riesiger Abraumhalden mit negativen Auswirkungen auf die Grundwasserversorgung der Landwirtschaft und der umliegenden Ökosysteme.
- Bisher völlig ungeklärt ist die Frage, ob die Verbringung großer Mengen Kohlendioxid einen bio-geo-chemischen Einfluss auf die mikrobielle Lebenswelt in tiefen Gesteinsschichten hat.

Ökonomischer Vergleich von CCS-Kraftwerken und erneuerbaren Energietechnologien

- Nach den hier vorgelegten Berechnungen kann in 2020 mit Stromgestehungskosten von CCS-Kraftwerken zwischen 7,30 und 10,35 ct/kWh_{el} (frei Kraftwerk) gerechnet werden (angenommener Realzinssatz 6 Prozent/Jahr). Berücksichtigt wurden neben den Aufwen-

dungen für die Kraftwerke auch die Entwicklung der Brennstoff- und der CO₂-Zertifikatspreise bis zum Jahr 2020. Noch nicht enthalten sind Nutzungsentgelte für die Lagerstätten („Speicherabgabe“).

- Bleibt die Ausbaudynamik von erneuerbaren Energien im Stromsektor hoch, können einzelne erneuerbare Energietechnologien (offshore und onshore Windkraft, solarthermische Kraftwerke) möglicherweise bereits in 2020 mit CCS-Kraftwerken konkurrieren.
- Wenn die Preise *fossiler* Brennstoffe deutlich ansteigen und die Kosten der CO₂-Zertifikate auf einem niedrigen Niveau verbleiben, dann liegen die Gesteungskosten von CCS-basierten Erdgas- und Steinkohle-Kraftwerken ab 2020 höher als diejenigen bei erneuerbaren Energien. Braunkohle CCS-Kraftwerke folgen ab 2025 (offshore-Wind/Solarthermie) bzw. 2030 (EE-Mix).
- Auch im Falle *sehr niedriger* Energiepreissteigerungen (aber hoher CO₂-Preisaufläge) sind die Zusatzkosten durch CCS so hoch, dass die erneuerbaren Energien zum gleichen Zeitpunkt wie im Hochpreisszenario konkurrenzfähig sind. Bei Braunkohle wirkt sich hier insbesondere der hohe CO₂-Zuschlag aus, der nicht vollständig durch die CO₂-Abscheidung kompensiert werden kann.
- Bei späterer Verfügbarkeit von CCS werden die bisher für das Jahr 2020 angenommenen Kostensprünge bei der Einführung von CCS auf spätere Jahre (2025 oder 2030) verschoben. Dies würde bedeuten, dass die erneuerbaren Energien je nach Annahmen bereits ab der Einführung von CCS durchgehend günstiger produzieren könnten, sowohl im Niedrig- als auch im Hochpreisszenario.

Systemanalytische Bewertung von CCS im Rahmen nationaler Szenarien

- Unter den Bedingungen eines weiterhin deutlichen Ausbaus von erneuerbaren Energien und eines stetig ansteigenden Anteils von Kraft-Wärme-Kopplung in der deutschen Stromversorgung engt sich der Spielraum für eine weitere Reduktion von CO₂ im verbleibenden fossilen Segment der Stromversorgung mittels CCS deutlich ein.
- Im günstigsten zu erwartenden Fall können bis 2050 bei einer installierten CCS-Leistung von 24 GW durchschnittlich 46 Mio. t CO₂ pro Jahr gegenüber einer gleich großen Stromerzeugung ohne CCS vermieden werden. Das sind 18 Prozent der insgesamt im Stromsektor zwischen 2005 und 2050 zu vermeidenden CO₂-Emissionen und 8 Prozent derjenigen der gesamten Energieversorgung.
- Einer Vermeidung von 46 Mio. t CO₂ pro Jahr stehen abzuscheidende Mengen von 64 Mio. t CO₂ pro Jahr gegenüber (Vermeidungskoeffizient von 72 Prozent), für die eine entsprechende (Pipeline-)Infrastruktur aufgebaut werden muss.
- Die Auslastung der fossilen Kraftwerke sinkt durch den angenommenen Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2050 kontinuierlich auf 3.500 Stunden pro Jahr ab.
- Bleibt es bei der Zielsetzung, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung erheblich auszubauen, verringert sich das Umsetzungsfenster für CCS deutlich, wenn zeitgleich die Laufzeit der Kernkraftwerke erhöht wird.
- Da ein großer Teil der Kraftwerksstruktur bereits jetzt erneuert wird, ist zwingend eine möglichst weitgehende Nachrüstmöglichkeit der bis dahin erstellten fossilen Neukraftwerke – auch für mittelgroße Heizkraftwerke – erforderlich, da andernfalls das erreichbare Segment noch weiter reduziert würde.

Zusammenfassende integrative Bewertung von CCS für fossile Kraftwerke und Forschungsbedarf

- Geht man vom Stand der technischen Entwicklung, den politischen Vorgaben und den bisher veröffentlichten wissenschaftlichen Studien aus, so sind sechs Aspekte hervorzuheben, die als Bestimmungsfaktoren für die Einführung von CCS maßgeblich sind. Dabei ist es von hoher Bedeutung, CCS nicht aus der Einzelperspektive heraus zu betrachten, sondern in eine ganzheitliche Analyse von mehreren Klimaschutzoptionen einzubinden.
 - Die *großtechnische Verfügbarkeit der Technologieketten* ist möglicherweise erst in den Jahren 2025 bis 2030 gegeben, so dass der Einsatz von CCS für Kraftwerke zunehmend

die ihm zugeschriebene potenzielle Rolle als Brückenfunktion für erneuerbare Energien verlieren könnte.

– Das zur Verfügung stehende *Potenzial für CCS* engt sich bei einem weiterhin deutlichen Ausbau von erneuerbaren Energien und einem stetig ansteigenden Anteil von Kraft-Wärme-Kopplung in der deutschen Stromversorgung zunehmend ein. Dieser Effekt wird durch die geplante Laufzeitverlängerung bei Kernkraftwerken verstärkt werden.

– Die *relativen Kosten von Kraftwerken mit CCS und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien* nähern sich an: Bleibt die Ausbaudynamik von erneuerbaren Energien im Stromsektor hoch, können einzelne erneuerbare Energietechnologien (offshore und onshore Windkraft, solarthermische Kraftwerke) möglicherweise bereits in 2020 mit CCS-Kraftwerken konkurrieren.

– Aus einer *ganzheitlichen Bewertung der Umweltwirkungen* folgt, dass die CCS-Technologie per se weder vorteilhaft noch nachhaltig ist.

– Wie die Akteursuntersuchung gezeigt hat, bestimmt insbesondere die Verfügbarkeit *langzeitstabiler Lagerstätten* die Frage der *gesellschaftlichen Akzeptanz* der CCS-Technologie. Als untere Grenze kann für Deutschland als Ergebnis einer Szenarienanalyse eine effektive Ablagerungskapazität von 5 Mrd. t CO₂ angenommen werden. Diese Abschätzung ist jedoch – wie alle anderen Abschätzungen auch – mit hohen Unsicherheiten verbunden.

– Ein wesentlicher Bestimmungsfaktor für die Einführung von CCS ist auch eine entsprechende *CCS-Gesetzgebung*, da sie mit der Umsetzungsgeschwindigkeit bestimmt.

- Angesichts der dargestellten Einschränkungen wird die Fokussierung auf CCS als Option im Kraftwerksbereich bei Beibehaltung der derzeitigen energiepolitischen Prioritäten zunehmend fraglich. Die meisten Ergebnisse der vorgelegten Studie beziehen sich zwar auf Deutschland, dürften jedoch auch im *restlichen Europa* angesichts der politischen Vorgaben der EU zum Aufbau erneuerbarer Energien und zur Steigerung der Energieeffizienz ähnliche Schlüsse rechtfertigen.
- Mit Blick auf die *globale Ebene* bleibt CCS dessen ungeachtet eine wichtige Klimaschutz-Technologie – zunehmend rücken die Kohle verbrauchenden Staaten China und Indien in den Mittelpunkt der Diskussion, die möglicherweise nicht die Option eines schnellen Ausbaus von erneuerbaren Energien haben.
- Forschung, Entwicklung und Demonstration im Kraftwerkssektor bleibt daher weiterhin ein wichtiges Thema, solange es nicht zu Lasten der Finanzierung für die erneuerbaren Energien geht.
- In Deutschland geht die Diskussion inzwischen zunehmend in Richtung alternativer Anwendungen von CCS. Ausgehend von den Ergebnissen dieser Studie wird daher empfohlen, sich anstatt auf Kraftwerke primär zunächst auf die beiden Optionen Industrie und Biomasse zu konzentrieren und ihr mögliches CCS-Potenzial für Deutschland zu untersuchen.

Zusammenfassung

Kapitel 1: Einführung

Mit der RECCS-Studie wurde Anfang 2007 die weltweit erste umfassende, integrierte Bewertung der CCS-Technologie vorgelegt (WI et al. 2007). Unter „CCS-Technologie“ wird dabei die gesamte Kette von der Abtrennung, der Verflüssigung, dem Transport bis hin zur Lagerung des Kohlendioxids verstanden. Auch der Vergleich mit der Entwicklung der erneuerbaren Energien ist bisher einmalig geblieben. Innerhalb der letzten drei Jahre gab es jedoch weltweit eine Vielzahl neuer Entwicklungen auf der technischen, politischen und wissenschaftlichen Ebene. Um sie berücksichtigen zu können und um weitere Aspekte aufzugreifen, die in der RECCS-Studie nicht oder nicht umfassend behandelt wurden, wird hiermit ein Update und eine Erweiterung der ersten Studie vorgelegt. Aufgrund der Vielzahl der Entwicklungen im Kraftwerkssektor wird im Gegensatz zur RECCS-Studie jedoch nur die Stromerzeugung und nicht die Wasserstoff-Erzeugung betrachtet.

Kapitel 2: Weltweite Entwicklung von CCS im Zeitraum von 2007 bis 2009

Ein Blick auf die weltweite Entwicklung von CCS innerhalb der letzten drei Jahre zeigt, dass in Deutschland, der Europäischen Union und auch in vielen anderen Staaten (analysiert wurden China, die USA und Australien) der Entwicklung und Demonstration von CCS eine zunehmend wichtige Rolle zugeschrieben wird. In Deutschland werden Entwicklungsvorhaben insbesondere im Rahmen des COORETEC-Programms des Bundesministeriums für Wirtschaft und im Geotechnologien-Programm des Bundesministeriums für Bildung und Forschung gefördert. Derzeit sind der Bau zweier Kohle Demonstrations-Kraftwerke mit CCS-Technologie sowie die Ausrüstung einzelner Kraftwerksblöcke mit einer CO₂-Abscheidung in Planung. An zwei Kraftwerksstandorten wurden bereits an einzelnen Blöcken versuchsweise CO₂-Wäschen installiert; außerdem wurde die weltweit erste Pilotanlage für die Braunkohleverbrennung mit dem Oxyfuel Verfahren in Betrieb genommen. Europaweit wurden 41 Pilot- und Demonstrationsprojekte im Kraftwerkssektor zusammen gestellt, die hauptsächlich in England, den Niederlanden und Norwegen, gefolgt von Deutschland, in Angriff genommen werden. Weiterhin wird in acht bekannten Projekten an der CO₂-Abscheidung innerhalb anderer Industriezweige gearbeitet. Trotz oder aufgrund dieser vielfältigen Aktivitäten wird der Zeitpunkt, an dem die gesamte CCS-Kette in kommerziellem Ausmaß einsatzbereit sein wird, zunehmend nach hinten verschoben und eher zwischen 2025 und 2030 erwartet.

CCS und CDM

Weiterhin sehr umstritten auf internationaler Ebene ist die Integration von CCS in den Clean Development Mechanism (CDM). Die Zulassung von CCS-Projekten unter dem Dach des CDM wurde erstmals im Jahr 2005 im Rahmen der internationalen Klimaverhandlungen diskutiert, seitdem wurden verschiedene Konsultationen mit allen interessierten Parteien und Organisationen durchgeführt, die bisher jedoch zu keinem Ergebnis führten. Streitpunkte der Verhandlungen sind sowohl grundsätzliche Fragen zur Eignung von CCS als Technologie zur Treibhausminderung als auch komplexe methodische und rechtliche Probleme.

Kapitel 3: Verfahren der CO₂-Abtrennung bei der Stromerzeugung

Innerhalb der einzelnen Technologierouten sind eine Vielzahl von Abscheideverfahren in der weltweiten Entwicklung. Die größte Anzahl von Forschungsprojekten bezieht sich auf das Post-combustion Verfahren, für das es auch die meisten Anbieter gibt. Neben verschiedenen Abscheideprozessen, die auf Absorptions-, Adsorptions- und Membran-Verfahren basieren, stehen in letzter Zeit auch biologische Verfahren (Nutzung von Algen oder Enzymen) im Schwerpunkt des Interesses. Auch wenn die Post-combustion Technologie aus heutiger Sicht das Verfahren mit den höchsten Wirkungsgradverlusten ist, so wird es insbesondere im Hinblick auf eine mögliche Nachrüstung von Kraftwerken vorrangig erforscht. Eine potenzielle Nachrüstung ist dabei nur für Kraftwerke mit hinreichender Restbetriebszeit interessant. Unterstellt man die Verfügbarkeit von CCS nicht vor 2020, betrifft dies vor allem die jetzt in Planung oder im Bau befindlichen Anlagen. Auch wenn es bisher keine einheitliche Definition solcher „capture ready“-gebauten Kraftwerke gibt, werden bereits erste in Planung oder im Bau befindliche Kraftwerke für eine spätere Nachrüstung ausgelegt. Nach einer aktuellen Untersuchung gaben 13 von 16 befragten Investoren an, ihre geplanten bzw. im Bau befindlichen Kohlekraftwerke (nur Kraftwerke mit Kapazitäten größer 300 MW) „capture ready“ zu konzipieren.

Kapitel 4: Analyse von Möglichkeiten der CO₂-Verwendung

Die stoffliche Verwertung von CO₂ ist insbesondere in folgenden Bereichen möglich: als Ausgangsstoff zur Herstellung von verschiedenen Wertstoffen, beispielsweise Methanol als Chemierohstoff, oder Endprodukten wie Urethane, Tenside und Harnstoff, des Weiteren zur chemischen Reinigung, in Feuerlöschern, Kühlgeräten

oder Spraydosen. Hierbei handelt es sich allerdings um Prozesse mit geringer Verweildauer des CO₂ im Produkt. Auch im Lebensmittelbereich wird CO₂ vor allem als Kohlensäure in Getränken und zur Wasserneutralisation genutzt. Die CO₂-Verwertungsmöglichkeiten werden im Vergleich zu den derzeitigen globalen industriellen Anwendungen nur im geringen Maße ausgeschöpft.

Schätzungen gehen davon aus, dass prinzipiell deutlich weniger als ein und maximal bis zu fünf Prozent des derzeit anfallenden CO₂ in Produktkreisläufe eingebunden werden könnten. Das Weiterverwendungspotenzial von CO₂ als „Rohstoff“ würde sich im Zusammenhang mit der Methanolsynthese in dem Augenblick erhöhen, in dem billiger, nicht fossiler Wasserstoff oder andere Reduktionsmittel zur Verfügung stehen. Weitere zukünftige Verwendungsmöglichkeiten wären zum Beispiel in Kunststoffen, als neuer Baustoff in der Zementherstellung und als Kraftstoff.

Zudem gibt es Überlegungen im Bereich der biologischen Verfahren, so zum Beispiel der Nutzung des CO₂ aus Rauchgasen für die Erzeugung von Algenbiomasse, welche dann weiter zur Herstellung von Biogas, Biodiesel, Bioethanol oder Biowasserstoff genutzt werden könnte. Anlagen dieser Art erfordern allerdings große Flächen, je nach System mehr oder weniger große Wasserreservoirs und ausreichend Sonnenlicht. Im Bereich der Landpflanzen wird an einer gentechnischen Enzym-Entwicklung gearbeitet, um eine effizientere Speicherung des CO₂ „aus der Luft“ zu erzielen. Bei der mikrobiologischen Transformation geht es um die Umwandlung von Kohlendioxid in Methan. Auch die Aufforstung und eine Induktion von Algenblüten im Ozean gehören zu diesen Überlegungen.

Weitere Verfahren und Ansätze sind die Verkohlung von Biomasse, die Einlagerung von Bäumen, neue Katalyseverfahren zur Spaltung von CO₂ in Kohlenmonoxid oder in Kohlenwasserstoff, die Herstellung neuer Werkstoffe und die Absorption an Minerale.

Kapitel 5: Treibende Kräfte und Haltung relevanter Gruppen

In den vergangenen Jahren ist die Anzahl der Akteure, die sich mit der Thematik CCS in der öffentlichen Debatte platzieren, stetig gewachsen. Waren es 2007 noch hauptsächlich Energieversorger und Umweltorganisationen sowie eher kurze Berichterstattungen in den Medien über politische und wirtschaftliche Aussagen zu CCS-Technologien, so findet man heute zahlreiche Positionen und Stellungnahmen aus den unterschiedlichsten sozialen, wirtschaftlichen, politischen Lagern.

Die im Fokus stehenden Themen über CCS-Technologien sind mittlerweile sehr viel ausdifferenzierter. Wurde 2007 noch hauptsächlich über die technische und wirtschaftliche Machbarkeit der Technologie diskutiert, so erkennt man heute einen breiteren und offeneren Austausch mit dem Thema, der weitergehende Aspekte wie zum Beispiel mögliche Nutzungskonkurrenzen mit anderen Technologien oder Haftungsfragen einschließt. Darüber

hinaus wird deutlich, dass über CCS nicht nur im Kontext von Kohlekraftwerkstechnologien berichtet wird, sondern dass mittlerweile auch industrielle Anwendungen der Technologie als Option zur Verringerung von Prozessemissionen immer stärker in den Vordergrund rücken. Auch im Rahmen der Biomassenutzung wird die Technologie immer öfter erörtert. Für Deutschland wird besonders die technische Weiterentwicklung der CCS-Technologien betont, die Umsetzung und Anwendung sehen die meisten Akteure eher in den aufstrebenden Industrienationen, die über eine beachtliche Menge an Kohle verfügen (zum Beispiel China, Indien).

Mit dem Zuwachs an Wissen über CCS-Technologien bilden die Akteure immer stärkere Positionen heraus. Ein Spezifikum dieser Debatte bleibt: Nach wie vor sind die Sichtweisen und Haltungen zum Thema CCS selbst innerhalb bestimmter Akteursgruppen (zum Beispiel Umwelt-NGOs, Wissenschaft) sehr unterschiedlich in Richtung pro oder contra ausgeprägt. Die einzelnen Akteursgruppen konnten anhand ihrer Aussagen in Positionen und Stellungnahmen auf einem Kontinuum zwischen Befürwortung und Ablehnung eingeordnet werden.

In der Analyse wurde deutlich, dass weder eine überwiegende Mehrheit der Umwelt- und Klimaschutzorganisationen für, noch eine große Mehrheit gegen CCS-Technologien sind. Hingegen geben relevante Industrieverbände und Gewerkschaften überwiegend ein positives Votum für die weitere Erprobung und Umsetzung von CCS-Technologien ab. Bei den Vertretern kirchlicher Einrichtungen zeichnet sich eine negative Haltung ab, vor allem in solchen Regionen, in denen die Nutzung von CCS konkrete Auswirkungen für die Öffentlichkeit und ihre zukünftigen Generationen zur Folge haben könnte. Die Mehrheit der im Bundestag vertretenen Parteien und die Bundesregierung befürworten eine Nutzung von CCS. Auf Landesebene haben die Landesregierung Schleswig-Holsteins und alle im Landtag vertretenen Parteien deutlich gegen die CO₂-Lagerung Stellung bezogen. Kohle produzierende und industriell geprägte Länder wie Brandenburg und NRW setzen sich hingegen für CCS ein. Damit zeichnet sich ein Konflikt auf zweierlei Ebenen ab: einerseits zwischen den Bundesländern mit potenziell großem CO₂-Einlagerungspotenzial und der Bundesregierung; andererseits zwischen den „Lagerstätten-Ländern“ und den Bundesländern.

Die Haltung der Beratungsgremien der Bundesregierung zur CCS-Technologie ist größtenteils ablehnend, sie weisen auf die großen Unsicherheiten bei der Nutzung der Technologie, vor allem der Einlagerung, hin und empfehlen, frühzeitige Weichenstellungen zu vermeiden. Die Technologie dürfe zudem die Entwicklung erneuerbarer Energien und eine Verbesserung der Energieeffizienz nicht behindern. Insbesondere das Umweltbundesamt stuft CCS als nicht nachhaltig im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung ein. Der Nachhaltigkeitsrat spricht sich hingegen dafür aus, bei der Entwicklung von CCS eine Vorreiterrolle einzunehmen, um eine nachhaltige Nutzung der Kohle zu ermöglichen.

Deutsche Forschungsinstitutionen nehmen ähnlich wie die Umwelt- und Klimaschutzorganisationen eine am-

bivalente Haltung zur CCS-Technologie ein. Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung und Öko-Institut sehen CCS als notwendige Klimaschutzoption an, die insbesondere in Sektoren (zum Beispiel Schwerindustrie) oder Ländern (zum Beispiel China oder Indien) eingesetzt werden sollte, in denen CO₂-Reduktionen bzw. ein damit verbundener Strukturwandel schwer zu erreichen sind. Das Forschungszentrum Jülich betrachtet CCS auch für Deutschland als wichtige Option, während das Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung dies grundsätzlich ablehnt.

Kapitel 6: Rechtliche Aspekte der Einführung von CCS in der Kraftwerkstechnik

Europa

Mit der im Juni 2009 von der Europäischen Union verabschiedeten und durch die Mitgliedstaaten innerhalb von zwei Jahren umzusetzenden CCS-Richtlinie (2009/31/EG) und den weiteren modifizierten Rechtsakten ist ein in allen Mitgliedstaaten der EU geltendes umfassendes Regelwerk für die Nutzung der CCS-Technik geschaffen worden, das geeignet ist, um die damit verfolgten Ziele zu erreichen. Durch die teilweise detaillierten Vorgaben ist den Mitgliedstaaten einerseits der Weg vorgezeichnet, wie eine nationales CCS-Regelwerk aussehen kann – andererseits ist ihnen in wichtigen, die Regelungssystematik betreffenden Bereichen, ein Umsetzungs- und Konkretisierungsspielraum belassen.

Eine im Vorfeld in den Einzelheiten kontrovers erörterte Grundsatzentscheidung ist der Aspekt der Haftung. Die Verantwortung für geschlossene Lagerstätten geht nach Ablauf eines Zeitraums von in der Regel mindestens 20 Jahren bei Vorliegen entsprechender Anforderungen auf den Staat über. Erscheint dieser Verantwortungsübergang nach Auffassung der meisten Experten schon in Anbetracht der für eine klimawirksame Lagerung notwendigen Zeiträume (mindestens 800 Jahre) einerseits, und der Tatsache, dass private Unternehmen anders als Staaten kaum die Bestandsgewähr für solche Zeiträume bieten können andererseits, richtig und angemessen, so ist die in der Richtlinie aufgeführte Frist für die Verantwortungsübertragung von in der Regel 20 Jahren sehr kurz bemessen. Die Mitgliedstaaten können allerdings einen längeren Zeitraum festlegen, nach dem eine Verantwortungsübertragung frühestens möglich ist.

Mit der Implementation der sogenannten capture-ready-Regelung in die Großfeuerungsanlagenrichtlinie hat der europäische Gesetzgeber einen politisch ausgehandelten Kompromiss aufgenommen, wonach die Nutzung der CCS-Technik (bisher) keine faktische Genehmigungsvoraussetzung für den Bau neuer Kohlekraftwerke ist. Ob dies auch nach dem bis 2015 vorgesehenen Review-Prozess weiterhin Bestand hat, hängt von der technischen Entwicklung und der dann gegebenenfalls erforderlichen politischen Entscheidung über eine verpflichtende Nutzung der CCS-Technik ab.

Durch die Integration der gesamten CCS-Verfahrenskette in das europäische Emissionshandelssystem wird ein Instrument für CCS aktiviert, mit dem Anreize für Investi-

onsträger sowohl in sicherheitstechnischer Sicht als auch in betriebswirtschaftlicher Sicht gesetzt werden. Wichtige Anforderungen für eine dauerhaft sichere Lagerung und eine für Vorhabensträger notwendige Investitionssicherheit sind in der Richtlinie allerdings nur allgemein und dem Grunde nach festgelegt.

Keine konkreten Vorgaben macht die Richtlinie auch zu der Frage, wie bei konkurrierenden verschiedenen gelagerten Vorhaben, die die gleiche geologische Formation zur Verwirklichung benötigen (zum Beispiel Geothermie oder Gasspeicherung versus CO₂-Lagerung), durch die Behörde zu entscheiden ist, welchem Vorhaben also der Nutzungsvorrang einzuräumen ist.

Deutschland

Das geltende nationale Recht ist bisher kaum geeignet, um die verschiedenen Verfahrensschritte der CCS-Kette zu erfassen. Die größten Probleme ergeben sich dabei im Bereich der CO₂-Verpressung mit dem alleinigen Ziel der dauerhaften Beseitigung des CO₂. Vorhaben zur dauerhaften Lagerung von CO₂ sind daher nach dem geltenden Recht nur in wenigen Konstellationen zulässig.

Aufgrund dieses Befundes sowie der Vorgaben der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) wurde im April 2009 ein Entwurf für ein CCS-Gesetz durch das Bundeskabinett vorgelegt, mit dem das gesamte CCS-Verfahren umfassend erfasst und zügig auch in Deutschland geregelt werden sollte (KSpG-E). Im Ergebnis ist der Entwurf gescheitert. Dabei war er in der Gesamtheit erkennbar davon geleitet, eine Umsetzung nah an den Vorgaben der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) zu erreichen und dabei den umwelt- und sicherheitsrechtlichen Anforderungen ebenso genügen zu wollen wie den Ansprüchen an die notwendige Investitions- und Rechtssicherheit für CCS-Vorhaben. Das Ziel konnte nicht durchgängig erreicht werden. Zwar liegt darin, dass das CCS-Verfahren im KSpG-E nicht ausdrücklich als Übergangstechnologie bezeichnet wird, kein Verstoß gegen die Richtlinienvorgaben. Jedoch ist den kritischen Stimmen, die eine ausdrückliche systematische Ausrichtung des CCS-Gesetzes als ein Forschungsgesetz anstreben, mit welchem die Erprobung von CCS in einer begrenzten Anzahl von Demonstrationsanlagen realisiert werden kann, zuzugeben, dass das CCS-Verfahren, und dabei insbesondere die Frage der Langzeitsicherheit von CO₂-Lagern, aus heutiger Sicht kaum, und schon gar nicht generalisierend, abschließend beantwortet werden kann.

Unzureichend waren auch die Regelungen zur Erfassung, Bewertung und Auflösung von Nutzungskonflikten als Folge einer großtechnischen Nutzung des CCS-Verfahrens, bei denen nur die Lösung im Einzelfall, nicht aber eine großräumige und vorbeugende Planung vorgesehen war. Bei dem hier untersuchten „ersten Anlauf“ für ein CCS-Gesetz unterschätzt, sollten bei einem erneuten Regelungsversuch die Vorbehalte der potenziellen „Einlagerungsländer“ besonders ernst genommen werden. Nach der hier vertretenen Sicht ist auch der Regelungsansatz als kritisch zu beurteilen, dass wesentliche Entscheidungen nicht im Gesetz selbst, sondern erst auf der Ebene der Rechtsverordnung reguliert und konkretisiert werden

sollten, ohne dass die entsprechenden Verordnungen zeitgleich mit dem Gesetz vorgelegen hätten. Angesichts sich klar abzeichnender Konflikte zwischen Oberflächeneigentümern und Tiefennutzern sollte auch dieses Rechtsverhältnis so geregelt werden, dass möglichst wenig Rechtsunsicherheit verbleibt und Eigentümer und Tiefennutzer wissen, welche Rechte und Pflichten sie haben. Wird die Frage des angemessenen Zeitpunkts für den Übergang der Verantwortung auf das jeweilige Bundesland näher betrachtet, so erscheint die im KSpG-E gewählte Frist von in der Regel frühestens 30 Jahren seit Stilllegung der Anlage angemessen. Abgeraten wird davon, neben den bisher geläufigen Techniklauseln mit Standards, die von der Rechtsprechung in langer Praxis konkretisiert wurden, neue und erweiterte bzw. verkürzte Klauseln festzuschreiben. Damit geht eine vermeidbare Rechtsunsicherheit einher.

Kapitel 7: Analyse der Potenziale zur CO₂-Ablagerung Deutschland

Essenziell für die gesamte Prozesskette von CCS ist die geologische Ablagerung des Treibhausgases CO₂. Ein Schwerpunkt der vorgelegten Studie war daher die Betrachtung der Lagerkapazitäten, die für CO₂ aus Deutschland in Frage kommen könnten. Zielsetzung der Analyse war es, sowohl für Deutschland als auch für benachbarte Länder

- bereits vorliegende Kapazitätsabschätzungen hinsichtlich ihres Vorgehens und ihrer Annahmen systematisch zu analysieren und miteinander zu vergleichen und
- eine vorsichtige, konservative Abschätzung für die effektive Kapazität im Sinne einer unteren Grenze vorzulegen, an der sich potenzielle Investoren und politische Entscheidungsträger orientieren können.

Im Sinne einer Szenarienanalyse wurde dabei eine typische „was wäre wenn“-Betrachtung durchgeführt, in der vorsichtige Abschätzungen respektive Annahmen zusammengeführt wurden. Die Analyse basiert nicht auf neuen geologischen Daten, sondern nutzt in der Literatur verfügbare Erkenntnisse. Es sei darauf hingewiesen, dass sowohl die vorgelegte konservative Rechnung als auch existierende Abschätzungen auf Grund fehlenden Datenmaterials und praktischer Erfahrung mit der CO₂-Injektion große Unsicherheitsbereiche aufweisen.

Zur Einordnung des abgeschätzten Potenzials wird häufig die „techno-ökonomische Ressourcen-Reserven Pyramide für CO₂-Ablagerungskapazität“ verwendet. Dabei wird unterschieden zwischen dem gesamten Porenraum der Strukturen (theoretische Kapazität), dem verfügbaren Volumen (effektive Kapazität, berechnet aus der theoretischen Kapazität mittels eines Effizienzfaktors) und dem praktisch nutzbaren Ablagerungsplatz (Reduzierung des Volumens durch Abgleich von Quellen und Senken, Berücksichtigung von Akzeptanzfragen, Injektionsraten sowie weiteren Faktoren).

Vorliegende Abschätzungen des CO₂-Ablagerungspotenzials für Deutschland in salinen Aquiferen und ausgeförderten Erdgasfeldern (onshore sowie offshore) offenbaren

eine weite Spannbreite *effektiver Kapazität* zwischen 3 und 44 Mrd. t CO₂. Die im GeoCapacity Projekt für Deutschland veröffentlichte konservative Schätzung von 17 Mrd. t CO₂ kann hierbei als Mittelwert angesehen werden. Ausschlaggebend für diese Spannbreiten sind insbesondere die unterschiedlichen Annahmen über die Ablagerungseffizienz.

- Die Effizienz in salinen Aquiferen, die den Anteil des Wassers im gesättigten Untergrund beschreibt, der durch das injizierte CO₂ verdrängt werden kann, bewegt sich in den analysierten Studien zwischen 0,1 und 40 Prozent. Dadurch ist auch die Schwankungsbreite der Kapazitätsangaben enorm – alleine für die onshore Aquifere variieren die bisher vorliegenden Abschätzungen zwischen 0,47 Mrd. t (JOULE II), 12 Mrd. t (GeoCapacity), 28 Mrd. t (BGR) und 42 Mrd. t (GESTCO).

- Bei Erdgasfeldern variiert die Effizienz zwischen 75 und 100 Prozent der kumulierten Erdgasförderung und führt zu einem Ablagerungspotenzial in den analysierten Studien zwischen 1,7 und 2,8 Mrd. t CO₂.

Weniger Abweichungen bestehen in den einzelnen Studien hinsichtlich der gewählten Werte für die Dichte des CO₂, den Fallenanteil und die Porosität.

Für die *eigene, vorsichtige konservative Schätzung* ergeben sich zusammenfassend folgende Ergebnisse:

- In den tiefen salinen Aquiferen wird die Annahme verfolgt, dass die Injektion von CO₂ nur in Fallenstrukturen möglich ist. Viele Autoren begründen diese Beschränkung mit der höheren Langzeitsicherheit und der dadurch bedingten größeren gesellschaftlichen Akzeptanz. Außerdem wird jedes System als geschlossen angesehen, was zu einem Effizienzfaktor, bezogen auf das gesamte onshore Aquifervolumen, von 0,1 Prozent führt. Diese Annahmen werden durch mehrere neue Studien bestätigt, die geringe Effizienzfaktoren berücksichtigen und dafür plädieren, nur geschlossene unterirdische Systeme zu betrachten. Basierend auf diesen Annahmen ergibt sich in der konservativen Schätzung eine Ablagerungskapazität für Deutschland in salinen Aquiferen unter dem Land von 0,84 Mrd. t CO₂. Die Sensitivitätsanalysen mit den Effizienzfaktoren 0,045 Prozent und 1 Prozent ergeben einen Schwankungsbereich von 0,38 – 8,4 Mrd. t CO₂.

- Die offshore Aquifere wurden im GeoCapacity Bericht bereits konservativ abgeschätzt, weshalb diese Berechnung hier übernommen wird. Dort ergibt sich eine mittlere Kapazität von 2,9 Mrd. t CO₂ (Schwankung von 1,88 – 4,4 Mrd. t CO₂). Diese Werte liegen weit höher als Kapazitäten der onshore-Aquifere, obwohl die deutschen Aquifere onshore an sich erheblich größer als offshore sind. Dies liegt darin begründet, dass mangels belastbarer Daten für die offshore-Aquifere nicht eine vergleichbare, vorsichtige Schätzung wie für onshore durchgeführt werden konnte. Schwächt man die vorsichtigen Annahmen der onshore-Aquifere ab und lässt wie in der oberen Sensitivitätsanalyse erfolgt einen höheren Druckanstieg im Aquifer zu, stellt sich ein anderes Verhältnis zwischen onshore und offshore ein.

- Das Ablagerungspotenzial in ausgeförderten Erdgasfeldern wurde zu 1,34 – 1,61 Mrd. t CO₂ (ohne Reserven) bzw.

1,62 – 1,94 Mrd. t CO₂ (mit Reserven) berechnet, indem für den Effizienzfaktor eine Spanne von 75 bis 90 Prozent angesetzt wurde. Dies erscheint gerechtfertigt, da ein komplettes Ausfüllen der vormalig mit Erdgas gefüllten Poren durch CO₂ als sehr unwahrscheinlich angesehen werden kann.

- Für alle Formationen zusammen beläuft sich die vorsichtige, konservative Schätzung für Deutschland in dieser Studie auf 5 Mrd. t CO₂ als Basiswert. Die Unsicherheitsschwankung ergibt Werte von 4 bis 15 Mrd. t CO₂.

Betrachtet man die *gesamten* in Deutschland durch große Punktquellen (Kraftwerke und Industrie) verursachten CO₂-Emissionen (388 Mio. t/a in 2007), so errechnen sich hieraus abzuschneidende Emissionen von jährlich 454 Mio. t CO₂. Unter der konservativen Abschätzung könnten diese Emissionen für 12 Jahre (Basiswert) bzw. 8 oder 33 Jahre (Sensitivitätswerte) eingelagert werden. Geht man vom Szenario „*Realistisch I*“ aus, wie es in Kapitel 10 für Deutschland gerechnet wird, so können im Kraftwerkssektor in der Summe 1,2 Mrd. t CO₂ bis zum Jahr 2050 abgetrennt werden, die selbst bei Annahme der geringsten Abschätzung im geographischen Gebiet von Deutschland gelagert werden können. In beiden Vergleichen wurde jedoch nur die effektive Kapazität als Basis verwendet. Die *angepasste* Kapazität, die in der Regel niedriger als die effektive Kapazität liegt, würde entsprechend niedrigere Nutzungszeiträume ergeben.

Die Analyse der Studien und die vorgenommene konservative Abschätzung zeigen, dass noch große Unsicherheiten bei der Abschätzung des Ablagerungspotenzials bestehen, insbesondere hinsichtlich der salinen Aquifere. Ein weiteres Resultat ist, dass die Variation einzelner Parameter einen großen Einfluss auf die Berechnungsergebnisse hat. Es sei darauf hingewiesen, dass sowohl die schon vorliegenden als auch die eigene Abschätzungen auf grobem Datenmaterial beruhen. Eine untere Abschätzung im Sinne eines Minimalwerts ist jedoch wichtig anzugeben, damit Politik und Industrie eine Planungsgrundlage für Gesetzgebung und weitere Investitionen haben.

Da die analysierten Ablagerungskapazitäten nur grobe regionale Abschätzungen sind, sollten durch weitere Forschung und geologische Untersuchungen die gewählten Parameter überprüft und die Abschätzungssicherheit erhöht werden. Ziel sollte eine ausgeprägte geologische Kenntnis aller potenziellen Ablagerungsstätten sein, um die mögliche Ablagerung und damit das verfügbare Volumen abschließend charakterisieren zu können. Das in Entwicklung befindliche deutsche „Speicherkataster“ wird zu einer Verbesserung der Datenbasis beitragen, ist in Bezug auf die konkrete Abschätzung der Ablagerungsoptionen (standortbezogen) jedoch noch keinesfalls ausreichend.

Darüber hinaus konnten in dieser Studie mehrere geotechnische Faktoren nicht berücksichtigt werden:

- In der Diskussion um die Gesamtmenge an effektiver Ablagerungskapazität wird oft vorausgesetzt, dass die kompletten Emissionen aus Punktquellen auch injiziert werden könnten. Statt des hier diskutierten kumulierten Ablagerungspotenzials könnte jedoch eher die *mögliche*

Injektionsrate der limitierende Faktor sein. (Gerling 2010) zum Beispiel beziffert die maximale Menge an CO₂, die pro Jahr ausgehend von den Annahmen der BGR zu den Lagerstätten in Deutschland injiziert werden kann, auf 50 – 75 Mio. t CO₂. Hier bedarf es entsprechender detaillierterer Untersuchungen, welche CCS-Potenziale auf der Zeitachse tatsächlich umzusetzen sind.

- Bei der Ablagerungsberechnung wird zudem nur sehr selten darauf geachtet, wie sich benachbarte Strukturen bei der Injektion von CO₂ beeinflussen (zum Beispiel hinsichtlich des Drucks) und welche Auswirkung das auf die gesamte Kapazität hat. Diese *Interferenz* sollte weiter in der Praxis untersucht werden und Eingang in die Berechnungen finden, um diese zu verfeinern.

- Wichtig sind weiterhin *seismische Aktivitäten* im Untergrund. Geogene Erdbeben schließen Ablagerungsorte aus, aber auch durch Bohrungen und CO₂-Injektion induzierte Seismizität sollte analysiert und verhindert werden.

Europa

Zur Abschätzung des CO₂-Ablagerungspotenzials in Europa wurden bereits vorliegende Veröffentlichungen ausgewertet und deren zentrale Annahmen zusammen gestellt. Danach sind die Kapazitäten in Europa sehr ungleich verteilt. Insgesamt ist je nach Annahme der Studien 60 bis 800 Mrd. t CO₂-Ablagerungspotenzial verfügbar. Relevant für Deutschland sind vor allem die Potenziale der Anrainerstaaten und der Nordsee.

Da im Rahmen dieser Studie keine eigenen, vorsichtigen Abschätzungen wie im Falle von Deutschland durchgeführt werden konnten, wurden stattdessen jeweils die konservativen Abschätzungen der verwendeten Studien ausgewählt. Diese wurden im Einzelfall um eigene Analysen ergänzt. Aus diesen Abschätzungen ergibt sich eine effektive Ablagerungskapazität von 44 Mrd. t CO₂ für die „Nachbarstaaten“ Deutschlands: Niederlande, Frankreich, Dänemark, das Vereinigte Königreich, Norwegen und Polen. Den größten Anteil hieran weist Norwegen mit 21 Mrd. t CO₂ (48 Prozent) auf, gefolgt vom Vereinigten Königreich mit 15 Mrd. t CO₂ (34 Prozent). Die anderen betrachteten Länder haben nur geringe Potenziale zur Verfügung.

In der Ablagerungskapazität von Norwegen ist die Utsira Formation mit 1 Mrd. t CO₂ enthalten. Diese konservative Abschätzung berücksichtigt eine effektive Kapazität mit einem Effizienzfaktor von vier Prozent und eine Ablagerung nur in geschlossene Strukturen.

Nimmt man die konservative Schätzung für Deutschland hinzu, beläuft sich die Gesamtsumme auf 49 Mrd. t CO₂. Im Vergleich mit den kumulierten Emissionen der analysierten Länder über 40 Jahre (47,6 Mrd. t CO₂) ergibt sich somit ein nahezu ausgeglichenes Verhältnis. Das Potenzial müsste also fast komplett zur CO₂-Einlagerung ausgeschöpft werden, um die gesamten CO₂-Emissionen zu vermeiden.

Dieser vereinfachte Vergleich lässt jedoch mehrere Schwierigkeiten außen vor:

- Noch nicht einkalkuliert in der durchgeführten Abschätzung ist der durch die CO₂-Abscheidung verursachte *Mehrbedarf* an Energie sowie die CO₂-*Abscheiderate*. Setzt man hierfür 30 bzw. 90 Prozent an, ergibt sich eine Steigerung der abzuscheidenden und zu lagernden Emissionen um 17 Prozent.
- Die aufgelisteten Kapazitäten sind *effektiv*, das heißt der nötige geographische Abgleich von Quellen und Senken würde dieses Potenzial noch verringern.
- Bei dem Vergleich wurde davon ausgegangen, dass die komplette Menge an Emissionen eingelagert werden könnte, was bei näherer Betrachtung möglicher Injektionsraten eine sehr optimistische Annahme ist.
- Ebenso sollte ein notwendiges *Pipeline-Netzwerk* auf Machbarkeit und Kosten überprüft werden (Länderstudien über die Kosten eines CO₂-Transports sehen meist nur einen Transport innerhalb des eigenen Lands vor).
- Ein solcher Ansatz wäre zudem eine *zentralistische Lösung*, da die meisten Kapazitäten in der Nordsee liegen, was eine große Abhängigkeit von nur einer gebündelten Haupt-Pipeline-Route bedeutet. Es ist davon auszugehen, dass wirtschaftliche Fragestellungen neben der gesellschaftlichen Akzeptanz der regulierende Faktor eines paneuropäischen CO₂-Pipeline Netzes sind.
- Einige Autoren argumentieren, dass die Injektion von CO₂ in den Untergrund nur möglich ist, wenn in der gleichen Größenordnung *Salzwasser* gefördert wird. Das schließt im Grunde eine CO₂-Ablagerung unter dem Festland aus, da das geförderte Wasser dann ebenfalls deponiert werden muss bzw. in Vorfluter eingeleitet zu erheblichen Versalzungerscheinungen führen würde. Die Autoren halten jedoch die Förderung von Salzwasser aus tiefen Aquiferen unter der Nordsee und die daraus folgende CO₂-Einleitung für möglich.
- Ebenso wie in Deutschland dürfte auch in anderen Ländern nicht die gesamte Menge an derzeitigen Emissionen aus großen Punktquellen für eine CO₂-Abscheidung zur Verfügung stehen (alleine aus dem Grund, dass für alle EU-Länder rechtlich vorgegebene Ziele für den Aufwuchs an erneuerbaren Energien existieren). Um die Lagerkapazitäten realistisch bewerten zu können, sollten daher auch für andere Länder ähnliche Kraftwerks-Szenarien wie für Deutschland erstellt und eine „realistische“ Menge an CO₂ mit den konservativen Abschätzungen der Lagerstätten verglichen werden.

Diese Fülle an beschriebenen Fragestellungen und Schwierigkeiten zeigt, dass das Lagerungspotenzial insgesamt nicht ausreichen dürfte, um die gesamten Emissionen einzulagern. Es scheint jedoch groß genug zu sein, um zumindest einen Teil der nordeuropäischen Emissionen unter der Nordsee zu deponieren.

Zusätzliche Ölförderung mit CO₂ (EOR)

Das Potenzial zur erhöhten Ölförderung unter Einsatz von CO₂ scheint in der Nordsee gegeben. Die Hürden, die es für einen weiträumigen CO₂-EOR Einsatz im offshore Bereich zu überspringen gilt, sind eine dauerhafte und sichere CO₂-Versorgung sowie ein stabiler Ölpreis von über 100 US\$/Barrel. Die größten Kapazitäten

werden voraussichtlich in den zwanziger Jahren dieses Jahrhunderts benötigt, zu einem Zeitpunkt, an dem sehr wahrscheinlich noch keine CO₂-Pipeline-Infrastruktur existieren wird.

Der ökonomische Anreiz von EOR könnte die Einführung von CCS als Klimaschutzoption befördern. Sollte die EOR-Infrastruktur im nachhinein für CCS genutzt werden, muss die Zeitspanne bedacht werden, in der eine Plattform umgerüstet werden kann. Außerdem gilt es ökonomisch zu bewerten, ob der Umbau nach dem endgültigen Ende der Ölproduktion für die Unternehmen lohnenswert ist. Wenn die Umrüstung zu teuer ist, wird die Infrastruktur aufgegeben und die Ablagerungsstätte womöglich nicht mehr nutzbar bleiben.

Betrachtet man die Ökobilanz von EOR, so wird deutlich, dass diese nicht zum Klimaschutz beitragen können – im Gegenteil: Für jede Tonne abgelagertes CO₂ wird durch die Förderung und nachfolgende Nutzung des Erdöls der vierfache Anteil an CO₂ in die Atmosphäre abgegeben. Es kann höchstens zu Gute gehalten werden, dass bei der Verwendung von Industrieemissionen für EOR die bislang verwendeten natürlich vorkommenden CO₂-Mengen im Untergrund verbleiben und nicht angezapft werden.

Kapitel 8: Umweltbewertung von CCS im Vergleich zu erneuerbaren Energien

In der RECCS-Studie wurden erstmals Ökobilanzen für die drei gängigen Abscheiderouten durchgeführt und mit ausgewählten Anlagen von erneuerbaren Energien und anderen fortschrittlichen Konzepten fossiler Energienutzung verglichen. Dabei wurden die einzelnen Prozesse bei der Abscheidung für Post-combustion Anlagen im Detail modelliert, für Pre-Combustion und Oxyfuel aber nur der zusätzliche Energieverbrauch einbezogen. In diesem Update wurden keine Ökobilanzen selber neu erstellt – mittlerweile liegen jedoch mehrere neue und umfangreiche Ökobilanzen verschiedener Institute vor, die alle gängigen Abscheiderouten, angewendet auf Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke abdecken. Die meisten Studien wurden im Jahr 2008 erstellt. Ausgewählt wurden jedoch nur Studien, die Ökobilanzen der kompletten CCS-Kette in Anlehnung an die entsprechenden ISO-Normen für Ökobilanzen erstellt haben. Analysiert wurde, mit welcher Genauigkeit die einzelnen Prozessschritte Abscheidung, Verdichtung, Transport und Lagerung modelliert und welche Annahmen dabei zugrunde gelegt wurden.

Die Ergebnisse der RECCS-Studie wurden in den neueren Studien im Wesentlichen bestätigt und erheblich erweitert. Berücksichtigt man die gesamte Prozesskette inklusive der Vorketten der benutzten Stoffe und Energien, können die Treibhausgas-Emissionen von im Jahr 2020 in Betrieb gehenden CCS-Kraftwerken insgesamt um 68 bis 87 Prozent (in Ausnahmefällen bis 95 Prozent) reduziert werden.

Neben den Treibhausgas-Emissionen müssen jedoch auch andere Umweltwirkungen betrachtet werden. Der in allen Verfahren höhere Energieverbrauch sowie die

bei den Abscheideprozessen eingesetzten Materialien machen sich in verschiedenen Wirkungskategorien der Ökobilanz direkt proportional bemerkbar. Während dies in der RECCS-Studie nur für Post-Combustion Verfahren modelliert wurde, legen die neueren Studien auch Ergebnisse für Pre-Combustion (sowohl Braun- als auch Steinkohle) und für Oxyfuel vor. Untersucht wurden dabei unter anderem Sommersmog, Eutrophierung, Versauerung von Böden und Gewässern, marine Ökotoxizität und der Partikelaustritt. Je nach Studienannahmen kommt es durch die verschiedenen Wechselwirkungen in den Abscheideprozessen zu vielfältigen trade-offs in den einzelnen Umweltwirkungskategorien. Während bei einigen Studien alle Emissionen entsprechend des zusätzlichen Energieverbrauchs ansteigen, modellieren andere Studien trade-offs, die durch die gleichzeitige Verminderung anderer Emissionen während des CO₂-Abscheidevorgangs entstehen.

Für Post-combustion Verfahren kommen die Studien im wesentlichen zu dem schon in RECCS vorgelegten Schluss, dass bei fast allen Umweltwirkungen Zunahmen zu verzeichnen sind (plus 26 bis 250 Prozent). Für Pre-combustion und Oxyfuel können die einzelnen Prozesse noch nicht im Detail modelliert werden – grobe Abschätzungen zeigen beim IGCC Zunahmen aller Umweltwirkungen um 20 bis 66 Prozent, bei Oxyfuel Abnahmen aller Umweltwirkungen um 22 bis 80 Prozent.

Der Anteil der Infrastruktur-Herstellung, also der Anlagen, die für die Abscheidung, den Transport und die Lagerung benötigt wird, wird von allen Studien als sehr gering analysiert (0,3 – 2,6 Prozent). Der Transport des CO₂ wird weitgehend einheitlich modelliert, auch wenn die Annahmen über die Transportentfernung variieren. CO₂ Leckagen bei der Verdichtung und beim Transport wurden nur teilweise modelliert. Leckagen des CO₂-Lagers werden von keiner Studie angenommen – es wird entweder davon ausgegangen, dass eine Lagerstätte ansonsten nicht genehmigt werden würde oder aber dass CO₂ in jedem Fall frei werden wird, dieses aber sehr verzögert, was erheblich besser für das Klima wäre anstatt hohe Emissionsraten zum derzeitigen Zeitpunkt. Die Injektion wird entweder nicht, nur für den Strombedarf oder nur für die benötigte Infrastruktur modelliert.

Auffallend sind die insgesamt unterschiedlichen Annahmen für die CCS-Kette, dem Einsatzzeitpunkt von CCS, die Art der Referenzkraftwerke, die Wahl verschiedener Parameter und die nicht einheitliche Auswahl der Umweltwirkungskategorien. Dies zeigt – wie auch bei vielen anderen Ökobilanzen – einen Handlungsbedarf hinsichtlich der Harmonisierung der Ökobilanzierung für die CCS-Technologie. Es wird vorgeschlagen, zusammen mit dem deutschen „Netzwerk Lebenszyklusdaten“, das sich die Harmonisierung von Ökobilanzen zum Ziel gesetzt hat, einen einheitlichen Leitfaden zu entwickeln und darauf aufbauend einheitliche Ökobilanzen für CCS-Referenzanlagen zu erstellen.

Nicht nur für die Ökobilanzierung ernst genommen werden sollten die Empfehlungen einiger Autoren, ein umfangreiches Messprogramm für die ersten zu errichtenden CCS-Kraftwerke zu installieren, um Angaben für die

tatsächlich anfallenden bzw. reduzierten Emissionen bei der Abscheidung zu erhalten. Dies würde das Verständnis und die Modellierung der im einzelnen ablaufenden chemischen Prozesse wesentlich verbessern.

Selbst gegenüber den CCS-Kraftwerken verursachen die erneuerbaren Energien nur einen Bruchteil der Treibhausgas-Emissionen. In 2025 (2050) verursachen Wind offshore nur 5 – 8 (9 – 15) Prozent, Solarthermie 11 – 18 (13 – 23) Prozent und Fotovoltaik 14 – 24 (7 – 12) Prozent der Emissionen der CCS-Kraftwerke. Alle erneuerbaren Energien verbessern sich bis 2050 absolut, weisen aber prozentual bis auf die Fotovoltaik höhere Werte aus, da auch die CCS-Technologien besser werden.

Nicht in Ökobilanzen betrachtet werden andere Aspekte wie tiefgreifende und großflächige Veränderungen der Landschaft durch den Kohleabbau, die Folgen einer Absenkung des Grundwasserspiegels, eine Wasserverschmutzung durch Grubenabwässer oder die Anlage riesiger Abraumhalden mit negativen Auswirkungen auf die Grundwasserversorgung der Landwirtschaft und der umliegenden Ökosysteme. Mit dem Verlust der landwirtschaftlich nutzbaren Flächen geht durch die Umsiedlung oder Vertreibung der Bevölkerung der Verlust der Wohnstätten einher. Es folgt die Zerstörung von Dorfgemeinschaften und die daraus resultierenden sozialen und kulturellen Konsequenzen.

Bisher völlig ungeklärt ist die Frage, ob die Verbringung großer Mengen Kohlendioxid einen bio-geo-chemischen Einfluss auf die mikrobielle Lebenswelt in tiefen Gesteinsschichten hat. Bei Bohrungen wurden in 3,5 km Tiefe Bakterien, Viren und Pilze gefunden. Viele Bakterienarten dieser tiefen Gesteinsschichten sind bisher noch völlig unbekannt, und auch deren „Funktion“ innerhalb dieses Ökosystems ist noch nicht annähernd erforscht.

Kapitel 9: Ökonomischer Vergleich von CCS-Kraftwerken und erneuerbaren Energietechnologien

Kann die gesamte CCS-Kette (die Rückhaltung, der Transport und insbesondere die Lagerung des CO₂), erfolgreich demonstriert werden, so kann nach den hier vorgelegten Berechnungen in 2020 mit Stromgestehungskosten von CCS-Kraftwerken zwischen 7,30 und 10,35 ct/kWh_{el} (frei Kraftwerk) gerechnet werden (angenommener Realzinssatz 6 Prozent/Jahr). Die Preisspanne bestimmt sich sowohl aus der betrachteten Technologie als auch der Entwicklung der Brennstoff- und der CO₂-Zertifikatspreise bis zum Jahr 2020. Noch nicht enthalten sind Nutzungsentgelte für die Lagerstätten („Speicherabgabe“), wie sie von einigen Bundesländern und auch vom Sachverständigenrat für Umweltfragen gefordert wurden.

Betrachtet wurden dabei zwei Szenarien: sehr niedrig steigende Brennstoffkosten mit hohen CO₂-Zuschlägen auf der einen Seite (Szenario C/A) und deutlich ansteigende Energiekosten, die ein Überangebot von und somit sinkende CO₂-Zuschläge verursachen, auf der anderen Seite (Szenario A/C). In letzterem Fall, das als das realistischere Szenario angesehen wird, ergeben sich CO₂-Vermeidungskosten in 2020 von 68 EUR/t CO₂ (Erdgas), 43 EUR/t CO₂ (Steinkohle) und 20 EUR/t CO₂ (Braunkohle).

Abhängig von der weiteren Preisentwicklung ergeben sich langfristige Kosten für CCS zwischen 8,10 und 13,80 ct/kWh_{el} im Jahr 2040 und zwischen 8,80 und 15,40 ct/kWh_{el} im Jahr 2050. Braunkohle-Dampfkraftwerke liegen dabei im unteren Bereich, Steinkohle-Kraftwerke (Dampf und Vergasung) im mittleren bis hohen sowie Erdgas (GuD) im höchsten Bereich. Die CO₂-Vermeidungskosten sinken trotz steigender laufenden Kosten aufgrund von Lerneffekten in 2040 auf 61 EUR/t CO₂ (Erdgas), 36 EUR/t CO₂ (Steinkohle) und 17 EUR/t CO₂ (Braunkohle). Sie liegen damit – außer bei der Braunkohle – noch weit entfernt von den von der Energiewirtschaft anvisierten Kosten von rund 20 EUR/t CO₂.

Erneuerbare Energien haben heute noch mittlere Stromgestehungskosten von etwa 12 ct/kWh_{el}, geht man von einem repräsentativen Mix aus (ebenfalls mit einem Realzinssatz von 6 Prozent/Jahr gerechnet). Lässt man die Fotovoltaik aus dem Mix heraus, belaufen sich die Durchschnittskosten auf etwa 10 ct/kWh_{el}. Erfolgt ihre weitere Markteinführung mit ähnlicher Geschwindigkeit wie bisher, lassen sich in 2020 mittlere Stromgestehungskosten von etwa 8,8 ct/kWh_{el} (mit Fotovoltaik) und 8,2 ct/kWh_{el} (ohne Fotovoltaik) erreichen. Eine anhaltend globale Steigerung der Marktpenetration und Lerneffekte lassen für den weiteren Zeitverlauf bei den erneuerbaren Energien noch signifikante Kostendegressionen erwarten, so dass um 2050 das Kostenniveau in dem betrachteten charakteristischen Mix bei 8,8 ct/kWh_{el} liegen könnte. Einzelne Technologien wie offshore Windkraft oder Geothermie könnten Stromkosten von etwa 5 ct/kWh_{el} erreichen, wenn ihre Lernkurve über eine kontinuierliche Ausweitung globaler Märkte weiter genutzt wird.

Bleibt die Ausbaudynamik von erneuerbaren Energien im Stromsektor hoch, wie es in der Szenarienfamilie CCS-EE/KWK (Kapitel 10) angenommen wurde, können einzelne erneuerbare Energietechnologien (offshore und onshore Windkraft, solarthermische Kraftwerke) bereits in 2020, das als potenzieller Startpunkt für CCS-Kraftwerke gilt, mit CCS-Kraftwerken konkurrieren. Teilweise ist auch bereits der Durchschnittsmix konkurrenzfähig. Steigen die Brennstoffpreise *deutlich* an, sind die Gestehungskosten von CCS-basierten Erdgas und Steinkohle-Kraftwerken ab 2020 höher als bei erneuerbaren Energien. Braunkohle CCS-Kraftwerke folgen ab 2025 (offshore-Wind/Solarthermie) bzw. 2030 (EE-Mix). Aber auch im Falle *sehr niedriger* Energiepreisteigerungen sind die Zusatzkosten durch CCS so hoch, dass die erneuerbaren Energien zum gleichen Zeitpunkt wie im Hochpreisszenario konkurrenzfähig sind. Bei Braunkohle wirkt sich hier insbesondere der hohe CO₂-Zuschlag aus, der nicht komplett durch die CO₂-Abscheidung kompensiert werden kann.

Die gesamte Rechnung basiert auf der Annahme, dass die CCS-Technologie ab dem Jahr 2020 kommerziell einsetzbar ist. Erweist sich dies nicht als realisierbar, würden die bisher für das Jahr 2020 angenommenen Kostensprünge bei der Einführung von CCS entsprechend auf spätere Jahre (2025 oder 2030) verschoben. Dies würde jedoch bedeuten, dass die erneuerbaren Energien bereits ab der Einführung von CCS durchgehend günstiger produzieren, sowohl im Niedrig- als auch im Hochpreisszenario. Auf der anderen Seite hätten dann

auch die erneuerbaren Energien noch einen Spielraum, sollte deren Kostensenkung (die auf der Annahme entsprechender Lernraten beruht) ebenfalls erst um fünf bis zehn Jahre verzögert eintreten.

Bestätigt werden die vorgelegten Rechnungen in der Grundaussage auch von Bankenanalysten. So hat die Landesbank Baden-Württemberg in ihrem Branchenreport Photovoltaik 2009 auch andere Optionen der CO₂-Reduktion szenarienmäßig modelliert. Hinsichtlich CCS kommt sie zum Schluss, dass diese Technologie „selbst in Mitteleuropa aus betriebs- und volkswirtschaftlichen Gründen nicht zweckmäßig [ist]. Solare Stromerzeugung ist im Vergleich damit nicht teurer (und ab 2020 massiv günstiger)“. Sie wirft die Frage auf, „welche Technologie in Zukunft durch Steuergelder gefördert werden soll: die ‚Säuberung‘ konventioneller, fossiler Kraftwerke mit Auslaufdatum durch die CCS, oder die doch wohl nachhaltigere Versorgung der Industriegesellschaft mit Solarstrom“.

Aus ökonomischer Sicht besteht daher den getroffenen Annahmen zufolge kein zwingender Anreiz, CCS-Technologien dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung vorzuziehen. Weiterführende Überlegungen zeigen jedoch, dass aus Investorensicht die Frage der Gestehungskosten und des „break even“ Punktes zwischen CCS-basierten Kraftwerken und erneuerbaren Energien nicht mehr alleine entscheidend ist. Die hier vorgenommene Berechnung der Stromkosten auf annuitätischer Basis ist nicht unbedingt das Kalkül, nach dem Investoren vorgehen. Auch ordnet sich die traditionelle Aufschlagkalkulation bei der Strompreisbildung, mit der die Zusatzinvestitionen, die höheren Brennstoffkosten und ein steigender CO₂-Rechte-Preis in unsere Rechnung eingeflossen sind, inzwischen der Börsenorientierung unter. Dies führt zu solchen Effekten, wie dass die CO₂-Zusatzkosten eingepreist und damit nur noch als durchlaufender Posten angesehen werden und somit ohne Einfluss im Kalkül von Kraftwerksinvestoren sind. Der aktuelle Strompreis bestimmt sich vielmehr durch den Börsenpreis, der wiederum von der Merit Order, also der Einsatzreihenfolge betriebsbereiter Kraftwerke, abhängt. Während inzwischen empirisch nachgewiesen wurde, dass die erneuerbaren Energien trotz ihrer derzeit noch höheren Kapitalaufwendungen zu fallenden Strompreisen geführt haben (da ihre Grenzkosten im Gegensatz zu teuren Erdgas (GuD) nahezu Null sind), steht eine solche Betrachtung für deren Einfluss auf CCS-basierte Kraftwerke noch aus.

Kapitel 10: Systemanalytische Bewertung von CCS im Rahmen nationaler Szenarien

Die potenzielle Rolle von CCS im Kontext einer deutschen Klimaschutzstrategie hängt entscheidend von bisher schon gewählten Energiestrategien ab. Unter den Bedingungen eines weiterhin deutlichen Ausbaus von erneuerbaren Energien und eines stetig ansteigenden Anteils von Kraft-Wärme-Kopplung in der deutschen Stromversorgung engt sich der Spielraum für eine weitere Reduktion von CO₂ im verbleibenden fossilen Segment der Stromversorgung mittels CCS deutlich ein. Im günstigsten zu erwart-

tenden Fall können bis 2050 damit bei einer installierten CCS-Leistung von 24 GW durchschnittlich 46 Mio. t CO₂ pro Jahr gegenüber einer gleich großen Stromerzeugung ohne CCS vermieden werden. Das sind 18 Prozent der insgesamt im Stromsektor zwischen 2005 und 2050 zu vermeidenden CO₂-Emissionen und 8 Prozent derjenigen der gesamten Energieversorgung.

Einer Vermeidung von 46 Mio. t CO₂ pro Jahr stehen abzuscheidende Mengen von 64 Mio. t CO₂ pro Jahr gegenüber, für die eine entsprechende (Pipeline-)Infrastruktur aufgebaut werden muss. Kumuliert über 30 Jahre würde dieses Szenario Lagerkapazitäten von 1.192 Mio. t erfordern, falls die CO₂-Abscheidung im Jahr 2050 beendet würde. In Sensitivitätsanalysen betrachtete alternative Strategieszenarien führen zu einer Abscheidemenge von 44 – 117 Mio. t CO₂ pro Jahr und kumulierten Lagerkapazitäten von 830 – 2.153 Mio. t CO₂.

Die CO₂-Reduktionsleistungen des erneuerbaren Energien-Ausbaus und der Effizienzsteigerungen in der Wärme- und Kraftstoffversorgung sind in demselben Zeitraum betrachtet deutlich größer. Auch wenn hohe Unsicherheiten bezüglich der Kosten bestehen, spricht vieles dafür, dass mittel- bis langfristig ein stärker erneuerbar geprägter Energiepfad kostengünstiger sein wird. Er wird jedoch eine erhebliche Umstrukturierung der Energiewirtschaft und der Infrastrukturen erfordern – so werden nicht nur ganz andere Netzstrukturen, sondern auch Energiespeicher erforderlich sein. CO₂-Minderungen durch gesteigerte Effizienzmaßnahmen im Stromsektor sind in jedem Fall wirtschaftlich hoch rentabel zu realisieren.

Die untersuchten Szenarien gehen außerdem von einem planmäßigen Rückbau der Kernenergie aus. Damit wird überhaupt ein ausreichender Bedarf an zu ersetzender Kraftwerksleistung geschaffen, der dann durch erneuerbaren Energien und durch CO₂-Rückhaltungstechnologien gedeckt werden muss. Bleibt es bei der Zielsetzung, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung erheblich auszubauen, verringert sich das Umsetzungsfenster für CCS deutlich, wenn zeitgleich die Laufzeit der Kernkraftwerke erhöht wird, wie es derzeit energiepolitisch diskutiert wird. Insgesamt bleibt dann gegebenenfalls nur noch ein „suboptimaler“ Beitrag für potenzielle CCS-Kraftwerke übrig, wenn man davon ausgeht, dass bis zu einem kommerziellen Einsatz von CCS noch ein beträchtlicher finanzieller Aufwand für weitere Forschung, Entwicklung und Demonstration erforderlich sein wird. Bleibt es außerdem bei einem frühesten Einsatzzeitpunkt um 2020, ist zwingend eine möglichst weitgehende Nachrüstmöglichkeit der bis dahin erstellten fossilen Neukraftwerke – auch für mittelgroße Heizkraftwerke – erforderlich, da andernfalls das erreichbare Segment noch weiter reduziert würde. Zudem wäre eine ganz anderer Mix an erneuerbaren Energien nötig, kompatibel zu einem entsprechenden CCS-Kraftwerkspark, der sich nicht zum Ausgleich fluktuierender Energien eignet.

Aus der Analyse folgt, dass die bestehenden energiepolitischen Ziele einer deutlich höheren Effizienz (Verdopplung der Energieproduktivität bis 2020 im Vergleich zu 1990; Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung von 25 Prozent in 2020) und des geforderten deutlichen Ausbaus der er-

neuerbaren Energien (bis 2020 ein 30 bis 35 prozentiger, bis 2030 ein rund 50 prozentiger Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung) selbst bei ambitionierten Klimaschutzzielen nur wenig Raum für einen substantiellen Einsatz der CCS-Technologie lässt. Der Einsatz der CCS-Technologie wäre dagegen in einer zukünftigen Energieversorgung zweckmäßig, die nur mäßige Erfolge bei der Effizienzsteigerung und dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien erzielt und die in ihren strukturellen Merkmalen nur wenig Veränderungen gegenüber dem derzeitigen Zustand aufweist.

Kapitel 11: Zusammenfassende integrative Bewertung von CCS für fossile Kraftwerke und Forschungsbedarf

Zielvorgaben

Der Entwicklung und Demonstration von CCS für fossile Kraftwerke wird in Deutschland, in der Europäischen Union und auch in vielen anderen Staaten (analysiert wurden China, die USA und Australien) eine zunehmend wichtige Rolle zugeschrieben.

Insbesondere auf *internationaler Ebene* wird CCS eine hohe Bedeutung für die Erfüllung globaler CO₂-Minderungsziele beigemessen. So geht die Internationale Energieagentur in ihrem „Blue Map“-Szenario der „Energy Technology Perspectives“ davon aus, dass bis zum Jahre 2050 eine Senkung der globalen CO₂-Emissionen um 50 Prozent (gegenüber dem aktuellen CO₂-Ausstoß) eine CO₂-Reduktion um 48 Gigatonnen im Vergleich zu einem „Business-as-Usual“-Pfad erfordern würde (IEA 2008). Für CCS wird ein Beitrag von 19 Prozent an der Minde- rungsleistung genannt, der sich je etwa zur Hälfte auf eine CO₂-Abscheidung an Kraftwerken und an industriellen Anlagen aufteilt. Die *Europäische Union* forciert ebenfalls die Entwicklung und Verbreitung der CCS-Technologie. Ziel ist unter anderem, auch ausgelöst durch Überlegungen zur Steigerung der Versorgungssicherheit, das Ressourcenpotenzial der Kohle nutzen zu können, ohne die Treibhausgas-Emissionen zu vervielfachen. In *Deutschland* gibt es bisher keine quantitativen Zielvorgaben, jedoch eine Vielzahl von Entwicklungsvorhaben, die von den Bundesministerien für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und Bildung und Forschung (BMBF) gefördert werden. Im integrierten Energie- und Klimaschutzprogramm wird die Fortentwicklung einer klimaverträglichen Kohleverstromung als wichtige Aufgabe genannt.

Bestimmungsfaktoren für die Einführung von CCS

Geht man vom Stand der technischen Entwicklung, den politischen Vorgaben und den bisher veröffentlichten wissenschaftlichen Studien aus, so sind sechs Aspekte hervorzuheben, die als Bestimmungsfaktoren für die Einführung von CCS maßgeblich sind. Dabei ist es von hoher Bedeutung, CCS nicht aus der Einzelperspektive heraus zu betrachten, sondern in eine ganzheitliche Analyse von mehreren Klimaschutzoptionen einzubinden.

1. Großtechnische Verfügbarkeit der Technologieketten:

Bezüglich der Einsetzbarkeit von CCS und der daraus resultierenden (quantitativen) Rolle von CCS für den Klimaschutz bestehen heute noch zahlreiche Unsicher-

heiten. Hierzu gehört insbesondere auch die Frage, wie lange der Weg vom Pilotstadium zur kommerziellen Einsetzbarkeit sein wird. Der Zeitpunkt, zu dem die gesamte CCS-Kette (Abtrennung, Transport und Lagerung) in kommerziellem Ausmaß einsatzbereit sein wird, wird in den jüngsten Veröffentlichungen und auch Verlautbarungen der Industrie zunehmend erst in den Jahren 2025 bis 2030 erwartet.

Maßgebliche Weichenstellungen für den globalen Klimaschutz sind jedoch bereits in den nächsten zehn Jahren notwendig, was primär nur mit heute schon bekannten und im wesentlichen einsatzfähigen Technologien gelingen kann. Hierzu gehören neben der gesamten Palette der Technologien zur Erhöhung der Energieeffizienz vor allem auch der Ausbau der erneuerbaren Energien. Auch wenn hierzu ebenfalls noch ein erheblicher Aufwand für die Bereitstellung einer entsprechenden Infrastruktur nötig ist, so führt dies dennoch zu dem Schluss, dass der Einsatz von CCS für Kraftwerke zunehmend die ihm zugeschriebene potenzielle Rolle als Brückenfunktion für erneuerbare Energien verliert. CCS könnte im Kraftwerkssektor weiterhin primär eine ergänzende Funktion haben (zum Beispiel wenn der weitere Ausbau erneuerbarer Energien oder die Ausschöpfung der Energieeffizienzpotenziale stocken sollte), dürfte sich jedoch zunehmend auf andere große Punktquellen aus dem industriellen Bereich kaprizieren, wo die Einsatzmöglichkeiten von erneuerbaren Energien, aber auch anderer Klimaschutzmaßnahmen, begrenzt sind.

2. Zur Verfügung stehendes Potenzial für CCS: Die potenzielle Rolle von CCS hängt neben dem voraussichtlichen Einsatzzeitpunkt von CCS auch von der generellen Entwicklung im fossilen Kraftwerkssektor ab. Aufgrund des laufenden Kraftwerks-Erneuerungsprogramms kommt für einen großen Teil der fossilen Kraftwerks-Kapazität in Deutschland die CO₂-Abscheidung für die direkte Einbindung in die Planungsphase zu spät. Für die jetzt gebauten Kraftwerke ist es daher entscheidend, dass sie später nachgerüstet werden können.

Im günstigsten der in einer Szenarienanalyse untersuchten Fälle (Szenario „Realistisch I“) können bis 2050 bei einer installierten CCS-Leistung von 24 GW dann durchschnittlich 46 Mio. t CO₂ pro Jahr vermieden werden (Neubau von 75 Prozent der Dampf- und 40 Prozent der Heizkraftwerke mit CCS; Nachrüstung von 40 Prozent der Dampf- und von 20 Prozent der Heizkraftwerke), in der Summe 1,2 ft bis zum Jahr 2050. Das sind 18 Prozent der insgesamt im Stromsektor zwischen 2005 und 2050 zu vermeidenden CO₂-Emissionen und 8 Prozent auf die gesamte Energieversorgung bezogen. Dabei ist unterstellt worden, dass entsprechend der bestehenden politischen Rahmenbedingungen neben den oben beschriebenen Zielen des Ausbaus des Anteils erneuerbarer Energien auch die Verdopplung der Energieproduktivität bis 2020 im Vergleich zu 1990 und der auf 25 Prozent ansteigende Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung restriktiv auf die Ausschöpfung des CCS-Potenzials einwirken.

Unter diesen Bedingungen bleibt in Deutschland nur wenig Raum für einen substanziellen Einsatz der CCS-Technologie (in Kraftwerken), der sich noch weiter redu-

zieren würde, falls sich der Ersteinsatzzeitpunkt von CCS auf 2025 oder 2030 verschieben oder eine Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken umgesetzt würde.

3. Relative Kosten von Kraftwerken mit CCS und Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien: Die ökonomische Beurteilung von Kraftwerken mit nachgeschaltetem CCS hängt nicht nur von der Frage ab, wann die Zusatzkosten für die CO₂-Abscheidung geringer als die Kosten für den Erwerb von CO₂-Zertifikaten sind. Es geht viel mehr um die Bestimmung einer relativen Wirtschaftlichkeit. Diesbezüglich muss die zeitliche Entwicklung konkurrierender Klimaschutzoptionen wie die erneuerbaren Energien mitbetrachtet werden.

Wenn die Preise fossiler Brennstoffe deutlich ansteigen und die Kosten der CO₂-Zertifikate auf einem niedrigen Niveau verbleiben dann liegen die Gestehungskosten von CCS-basierten Erdgas- und Steinkohle-Kraftwerken ab 2020 höher als diejenigen bei erneuerbaren Energien. Braunkohle CCS-Kraftwerke folgen ab 2025 (offshore-Wind/Solarthermie) bzw. 2030 (EE-Mix). Aber auch im Falle *sehr niedriger* Energiepreissteigerungen (aber hoher CO₂-Preisauflagen) sind die Zusatzkosten durch CCS so hoch, dass die erneuerbaren Energien zum gleichen Zeitpunkt wie im Hochpreisszenario konkurrenzfähig sind. Bei Braunkohle wirkt sich hier insbesondere der hohe CO₂-Zuschlag aus, der nicht vollständig durch die CO₂-Abscheidung kompensiert werden kann. Bei späterer Verfügbarkeit von CCS werden die bisher für das Jahr 2020 angenommenen Kostensprünge bei der Einführung von CCS auf spätere Jahre (2025 oder 2030) verschoben. Dies würde bedeuten, dass die erneuerbaren Energien je nach Annahmen bereits ab der Einführung von CCS durchgehend günstiger produzieren könnten, sowohl im Niedrig- als auch im Hochpreisszenario.

4. Ganzheitliche Bewertung der Umweltwirkungen: Auch hinsichtlich der Bewertung der Umweltwirkungen ist ein ganzheitlicher Ansatz notwendig, da im Allgemeinen in der Diskussion um CCS als Klimaschutzoption nur die *direkt* am Kraftwerk emittierten CO₂-Emissionen betrachtet werden. Wie die Analyse zeigt, ist die CCS-Technologie aus einer ganzheitlichen Umweltsicht heraus per se weder vorteilhaft noch nachhaltig.

Einerseits bedingt die CO₂-Abscheidung einen erheblichen Mehrverbrauch endlicher Ressourcen mit allen damit verbundenen Folgen, aufgrund dessen die tatsächlich vermiedene Menge an CO₂ um einiges niedriger als die abgeschiedene Menge an CO₂ ist. Andererseits fokussieren die politischen Ziele auf eine Reduktion der Emissionen *aller Treibhausgase*. Durch den Mehrverbrauch an Primärenergie und durch andere Prozesse steigen insbesondere die Nicht-CO₂-Emissionen an, die durch den Abscheideprozess nicht erfasst werden können, so dass – je nach Technologie – insgesamt nur um 68 bis 87 Prozent (nur in Ausnahmefällen spezifischer Technologie- und Brennstoffkombinationen bis 95 Prozent) der Treibhausgase reduziert werden können. Zudem steigt eine Vielzahl weiterer Umweltwirkungen zum Teil erheblich an.

Es bleibt der Politik vorbehalten, abzuwägen, ob eine Reduktion von CO₂-Emissionen mit den geschilderten Folgen vereinbar ist oder ob anderen Energietechnologien, die diese Nachteile nicht haben, der Vorzug gegeben werden soll. Neben erneuerbaren Energien sind dies auch bereits existierende fossile Technologien wie KWK-Anlagen auf Erdgasbasis, die bereits jetzt Emissionswerte erreichen, wie sie mit CCS-Technologien zukünftig erreicht werden sollen.

5. Lagerstätten-Kapazität und gesellschaftliche Akzeptanz: Wie die Akteursuntersuchung gezeigt hat, bestimmt insbesondere die Verfügbarkeit langzeitstabiler Lagerstätten die Frage der gesellschaftlichen Akzeptanz der CCS-Technologie. Das Akteursspektrum hat sich im Vergleich zur ersten RECCS-Studie insbesondere um politische und gesellschaftliche Akteure aus den Einlagerungsregionen erweitert. Sollte die CCS-Technologie technisch umsetzbar, kommerziell verfügbar und sich ungeachtet der vorgelegten Kostenszenarien als perspektivisch konkurrenzfähig erweisen, dürfte die Frage nach geeigneten Lagerstätten und der gesellschaftlichen Akzeptanz über ihren großflächigen Einsatz entscheiden.

Auch auf wissenschaftlicher Ebene ist die Frage, wie groß letztendlich das Potenzial an Lagerstätten ist, das für CO₂-Emissionen aus Deutschland zur Verfügung steht, weiter offen. Zielsetzung der vorgelegten Studie war es damit, sowohl für Deutschland als auch für benachbarte Länder,

- bereits vorliegende Kapazitätsabschätzungen für Lagerstätten hinsichtlich ihres Vorgehens und ihrer Annahmen systematisch zu analysieren und miteinander zu vergleichen und
- eine vorsichtige, konservative Abschätzung im Sinne einer unteren Grenze vorzulegen, an der sich potenzielle Investoren und politische Entscheidungsträger orientieren könnten.

Die wesentlichen Ergebnisse der Analyse sind, dass

- Angaben über Ablagerungspotenziale grundsätzlich mit hohen Unsicherheiten verbunden sind (dies gilt explizit auch für die hier vorgelegte konservative Rechnung);
- sich zudem die konkreten Rahmenannahmen aus den existierenden Studien nicht immer hinreichend ableiten lassen, was eine Vergleichbarkeitsanalyse erschwert;
- das Ablagerungspotenzial innerhalb von Deutschland nach den bestehenden Studien auf bis zu 44 Mrd. t beziffert wird;
- die verfügbare Lagerkapazität einer vorsichtigen, konservativen Abschätzung folgend als deutlicher begrenzt angenommen werden muss (abgeschätzt wurden 5 Mrd. t CO₂ unter Zugrundelegung geschlossener Systeme und einem daraus folgendem Effizienzfaktor von 0,1 Prozent für saline Aquifere);
- bei größerem Bedarf an Lagerfläche auf die britische und norwegische Nordsee ausgewichen werden muss, in der voraussichtlich genügend Potenzial zur Verfügung steht;

- jedoch auch bei der konservativen Abschätzung die Emissionen aus dem hier als „realistisch“ eingeschätzten Szenario, die sich für den Kraftwerkssektor auf 1,2 Mrd. t CO₂ bis 2050 summieren, untergebracht werden könnten, zuzüglich weiterer Emissionen aus der Industrie;
- Enhanced Oil Recovery (EOR) als Einstiegsszenario für CCS in Europa dienen könnte, falls bis 2020 genügend CO₂ zur Verfügung gestellt werden würde, dies jedoch als eigenständige Klimaschutzoption nicht sinnvoll wäre;
- Richtlinien für eine standardisierte und dokumentierte Abschätzung von Ablagerungspotenzialen erforderlich sind, da sich eine große Abweichung im Vorgehen der einzelnen Studien, in der Annahme von zentralen Parametern und insbesondere in der Dokumentation dieser Annahmen gezeigt hat.

Mit dem bei der BGR in Arbeit befindlichen „Speicherkataster“ wird eine deutliche Verbesserung der Datenlage erwartet, da alle verfügbaren geologischen Untersuchungen auf Länderebene zusammengestellt werden. Allerdings bleibt noch ein erheblicher Unsicherheitsbereich bestehen, solange potenzielle Lagerstätten für CO₂ nicht einzeln untersucht werden. Unabhängig von der Kapazität, die sich schließlich realisieren lässt, bleibt zudem die Frage offen, ob dieses Potenzial überhaupt schnell genug genutzt werden könnte. Bisher nicht untersucht wurde die Frage, ob das CO₂ in ausreichender Geschwindigkeit und Masse, wie es bei einem konstanten Strom aus Großkraftwerken zu erwarten sein wird, in eine Lagerstätte injiziert werden könnte.

Es wird daher empfohlen, anhand verschiedener Kapazitätsszenarien für Lagerstätten gekoppelt mit Emissions-Szenarien Analysen zur benötigten Infrastruktur und der Menge an dabei zu transportierendem und zu injizierenden CO₂ zu erstellen. Hier sollte zusätzlich auch die verfügbare Produktionskapazität für Anlagen zur CO₂-Abscheidung, zum Transport und zur Injektion auf der Zeitachse einbezogen werden. Eine solche Studie könnte szenarienmäßig aufzeigen, welches CCS-Potenzial in Deutschland realistisch zu „handeln“ wäre.

6. CCS-Gesetzgebung: Ein wesentlicher Bestimmungsfaktor für die Einführung von CCS ist auch eine entsprechende Gesetzgebung, da sie mit die Umsetzungsgeschwindigkeit bestimmt. Als Grundlage für alle Aktivitäten der CCS-Kette wird die europäische „CCS-Richtlinie“ angesehen. Mit der im Juni 2009 von der Europäischen Union verabschiedeten und durch die Mitgliedstaaten innerhalb von zwei Jahren umzusetzenden Richtlinie und den weiteren modifizierten Rechtsakten ist ein in allen Mitgliedstaaten der EU geltendes umfassendes Regelwerk für die Nutzung der CCS-Technik geschaffen worden, das geeignet ist, um die damit verfolgten Ziele zu erreichen. Durch die Integration der gesamten CCS-Verfahrenskette in das europäische Emissionshandelssystem wird zudem ein Instrument für CCS aktiviert, mit dem Anreize für Investitionsträger sowohl in sicherheitstechnischer Sicht als auch in betriebswirtschaftlicher Sicht gesetzt werden.

Hinsichtlich des geltenden nationalen Rechts und der geplanten Umsetzung der EU-Richtlinie kann festgehalten werden, dass das geltende Recht für die Erfassung der gesamten CCS-Verfahrenskette, insbesondere in Bezug auf die Ablagerung, nicht geeignet ist. Angesichts der Wissensdefizite sollte ein CCS-Gesetz vorläufig nur FuE- und Demonstrationsvorhaben mit anschließendem Review ermöglichen, hierfür jedoch zeitnah ein geeigneter Rechtsrahmen geschaffen werden.

Da weder die Richtlinie noch der deutsche Gesetzentwurf eine Vorgabe hinsichtlich der Frage machte, wie bei konkurrierenden Vorhaben zu entscheiden ist, die die gleiche geologische Formation zur Verwirklichung benötigen (zum Beispiel Geothermie oder Gasspeicherung gegenüber CO₂-Einlagerung), sollten Regelungen zur Erfassung, Bewertung und Auflösung von Nutzungskonflikten als Folge einer großtechnischen Nutzung des CCS-Verfahrens vorgesehen werden.

CCS im internationalen Fokus

Angesichts der dargestellten Einschränkungen wird die Fokussierung auf CCS als Option im Kraftwerksbereich bei Beibehaltung der derzeitigen energiepolitischen Prioritäten (Ausbau erneuerbarer Energien und der KWK, Ausschöpfung der Effizienzpotenziale, ggf. Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke) zunehmend fraglich. Die meisten Ergebnisse der vorgelegten Studie beziehen sich zwar auf Deutschland, dürften jedoch auch im *restlichen Europa* angesichts der politischen Vorgaben der EU zum Aufbau erneuerbarer Energien und zur Steigerung der Energieeffizienz ähnliche Schlüssen rechtfertigen.

Mit Blick auf die *globale* Ebene bleibt CCS dessen ungeachtet eine wichtige Klimaschutz-Technologie – zunehmend rücken die Kohle verbrauchenden Staaten China und Indien in den Mittelpunkt der Diskussion, die möglicherweise nicht die Option eines schnellen Ausbaus von erneuerbaren Energien haben. Forschung, Entwicklung und Demonstration im Kraftwerkssektor bleibt daher weiterhin ein wichtiges Thema, solange es nicht zu Lasten von Mitteln für die und die Lerneffekte von erneuerbaren Energien geht. Aber auch hier drängen sich die oben gestellten Fragen mehr und mehr auf und lenken den Blick auf die Zeitachse: Welche Potenziale bietet die fossile Kraftwerksstruktur mittel- und langfristig? Welche Kraftwerke werden nachrüstbar oder als CCS-Kraftwerke neu zu bauen sein, wenn die CCS-Kette möglicherweise erst ab dem Jahre 2030 einsetzbar sein wird? Diesen Fragen wird in dem Folgeprojekt „CCS global“ nachgegangen, das vom Wuppertal Institut Ende 2009 zusammen mit der Deutschen Gesellschaft für technische Zusammenarbeit (GTZ) gestartet wurde.

CCS für Industrie und Biomasse-Nutzung

In Deutschland geht die Diskussion inzwischen zunehmend in Richtung alternativer Anwendungen von CCS. Während Politik, Energieversorger und Lobbyverbände weitgehend noch auf CCS im Kraftwerkssektor fokussiert sind, weisen Forschungsinstitute, Beratungsgremien und NGOs mehr und mehr darauf hin, dass eine CO₂-Abscheidung an industriellen Punktquellen und für Biomasse-Kraftwerke ungleich wichtiger wäre. Diese

Einsatzmöglichkeiten wurden in der vorgelegten Studie nur gestreift, sollen hier aber dennoch kurz betrachtet werden.

- Während im Rahmen nationaler Klimaszenarien meist nur die energiebedingten Treibhausgas-Emissionen bei einer Zielmarke von minus 80 Prozent betrachtet wurden, wird angesichts inzwischen höherer Reduktionserfordernisse (90 – 95 Prozent bis zum Jahr 2050) auch die Industrie ihre Emissionen erheblich reduzieren müssen. Im Gegensatz zu CCS im Kraftwerkssektor stehen im industriellen Kontext kaum alternative Maßnahmen zur Verfügung, die zu einer weitgehenden Reduktion des CO₂-Ausstoßes führen können. Dort kann nur auf Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien zurück gegriffen werden, wo sie in direkter Form eingesetzt werden. Dagegen fällt ein maßgeblicher Anteil der Emissionen prozessimmanent an und kann durch erneuerbare Energien nicht vermieden werden. Zu den Einsatzmöglichkeiten von CCS in der Industrie besteht noch ein erheblicher Forschungsbedarf in allen Industriesparten.

- Eine Anwendung von CCS für Biomasse-Anlagen (Strom- und Wärmeerzeugung, Treibstoffe) erscheint aus dem Grund interessant, da hiermit „negative“ CO₂-Emissionen erzielt werden können. Indem das CO₂, das die Pflanzen während ihres Wachstums aufnehmen, bei der Nutzung abgetrennt würde, könnte CO₂ nicht nur vermieden, sondern dauerhaft der Atmosphäre entzogen werden. Dies könnte relevant werden, wenn in anderen Bereichen nicht die gesetzten Reduktionsziele erreicht werden würden. Während einige internationale Szenarien von einem großen Potenzial ausgehen, besteht Forschungsbedarf über das konkrete CCS-Potenzial, das in Deutschland umgesetzt werden könnte.

- Ein möglicher Einsatz von CCS sollte auch aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von geeigneten CO₂-Lagern vorrangig im Industriesektor und für Biomasse-Anlagen erfolgen. Bisher gibt es keine verlässlichen, eindeutigen Zahlen, welche Kapazitäten in geeigneten geologischen Formationen tatsächlich genutzt werden können. Sollten sich konservative Schätzungen als realistisch herausstellen, sollte dieser Platz zunächst diesen Anwendungen vorbehalten werden. Die CO₂-Abtrennung in der Industrie und für Biomasse-Anlagen hätte auch den Vorteil, dass diese in der Regel weniger emittieren als große Kraftwerke, so dass das Verbringen in kleineren Lagerstätten möglich wäre. Dagegen entstehen bei Kraftwerken zwischen 100 und 400 Megatonnen in ihrer Lebensdauer, die selten in einer einzigen Lagerstätte unterzubringen sind.

Ausgehend von den Ergebnissen dieser Studie wird daher empfohlen, sich anstatt auf Kraftwerke primär zunächst auf die beiden Optionen Industrie und Biomasse zu konzentrieren und ihr mögliches CCS-Potenzial für Deutschland zu untersuchen.

Einführung

1.1 Notwendigkeit eines Updates der ersten RECCS-Studie

Mit der RECCS-Studie wurde Anfang 2007 die weltweit erste umfassende, integrierte Bewertung der CCS-Technologie im Vergleich mit erneuerbaren Energien vorgelegt (WI et al. 2007).¹ Dementsprechend hat die Studie großes Interesse sowohl in der Fachwelt als auch in der Politik und bei NGOs ausgelöst.

Innerhalb der letzten drei Jahre gab es weltweit eine Vielzahl neuer Entwicklungen in der gesamten Verfahrenskette. Insbesondere in Deutschland wurden nicht nur die ersten Pilot- und Demokraftwerke in Betrieb genommen (zum Beispiel Schwarze Pumpe von Vattenfall) bzw. deren Planung eingeleitet (zum Beispiel das IGCC-Kraftwerk von RWE in Hürth bei Köln), sondern es werden auch eine Vielzahl einzelner Verfahrensschritte getestet. Im Rahmen einiger dieser Projekte sind konkrete Untersuchungen und detaillierte Planungen zu möglichen Lagern und einer Transportinfrastruktur im Gange.

Aber auch weltweit sind verschiedenste Projekte in der Planungsphase; in der Europäischen Union wird ein „flagship“-Programm von Demoanlagen vorbereitet. Begleitend hierzu werden Rechtsrahmen entwickelt. So ist zum Beispiel in der EU am 25.06.2009 die „CCS-Richtlinie“ in Kraft getreten, die nun innerhalb der gesetzlichen Frist von zwei Jahren in den Mitgliedstaaten umgesetzt werden muss. Parallel zu den Vorhaben auf Kraftwerksseite wird auch die Erkundung und Abschätzung von CO₂-Lagern vorangetrieben, dem Teil der CCS-Kette, der bisher noch als am unsichersten anzusehen ist.

Mit dem Anstieg der technischen Entwicklungen hat sich auch die Anzahl der wissenschaftlichen Veröffentlichungen in den letzten drei Jahren vervielfacht. Das gestiegene Interesse zeigt sich zum Beispiel am Umfang der „International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies“ (GHGT), deren neunte Auflage Ende 2008 in Washington 900 Präsentationen und 1.400 Teilnehmer vorweisen konnte.

Um die Entwicklungen der letzten drei Jahre berücksichtigen zu können und um weitere Aspekte aufzugreifen, die in der RECCS-Studie nicht oder nicht umfassend behandelt wurden, wird hiermit ein Update und eine Erweiterung der ersten Studie vorgelegt. Aufgrund der Vielzahl der Entwicklungen im Kraftwerkssektor wird im

Gegensatz zur RECCS-Studie jedoch nur die Stromerzeugung und nicht die Wasserstoff-Erzeugung betrachtet.

1.2 Inhalt der hier vorgelegten Studie

Von der RECCS-Studie wird nicht der gesamte Inhalt neu erstellt, sondern es werden die wichtigsten Bereiche, in denen es in den letzten drei Jahren größere Veränderungen bzw. Aktivitäten gab, schwerpunktmäßig aktualisiert. Diese sind im Wesentlichen

- eine Darstellung der weltweiten Entwicklung der letzten drei Jahre,
- die Aktualisierung der Akteure und deren Haltungen in Deutschland,
- ein Update der verschiedenen Verfahren der CO₂-Abscheidung bei der Stromerzeugung, die derzeit in der Erprobung sind,
- eine Zusammenstellung neuer Ökobilanzen für CCS im Kraftwerkssektor,
- eine Aktualisierung der Kostenentwicklung sowohl von erneuerbaren Energien als auch von CCS-Kraftwerken in Deutschland,
- eine Erweiterung der Langfrist-Energieszenarien für Deutschland unter Einbezug von CCS bis zum Jahr 2050.

Weiterhin werden drei Bereiche vollständig neu aufgearbeitet, diese sind

- eine Analyse der Lagerstättenpotenziale für Deutschland (sowohl innerhalb von Deutschland als auch in der nördlichen Nordsee), eine Bewertung bisher veröffentlichter Angaben für Deutschland und Europa insgesamt sowie die Herleitung einer eigenen, konservativen Schätzung,
- die Darstellung rechtlicher Aspekte mit einer Analyse der Rechtsentwicklungen in Europa, Deutschland und einem Ausblick auf andere Staaten innerhalb und außerhalb der EU,
- eine überblicksartige Darstellung von CO₂-Verwendungsmöglichkeiten in der Industrie.

1.3 Zum Begriff „Lagerung“ versus „Speicherung“

Der Studie sei ein Hinweis zur begrifflichen Unschärfe bezüglich der Benennung des letzten Schrittes der CCS-

¹ Eine englische Übersetzung wurde Anfang 2008 veröffentlicht.

Kette vorangestellt. In der Anfangsphase der CCS-Forschung wurde der Ausdruck „Sequestration“ genutzt.

Seit dem IPCC-Bericht von 2005 hat sich stattdessen „Carbon capture and storage“ im internationalen Sprachgebrauch durchgesetzt. Gängig ist für den letzten Schritt der CCS-Kette seitdem „storage“, das im Englischen für die Lagerung von CO₂ (entweder geological oder ocean storage) verwendet wird. „Storage“ übersetzt ins Deutsche ist „Speicherung“, was deshalb auch häufig genutzt wird. Auch die offizielle deutsche Übersetzung der CCS-Richtlinie der Europäischen Union spricht durchgehend von „Speicherung“.

Doch hat man, denkt man das Thema nicht nur technisch, sondern auch politisch zugleich, die rechtliche Bedeutung von Begriffen (im Deutschen) in Rechnung zu stellen. „Speicherung“ ist im Bergrecht geprägt und bezeichnet einen Vorgang, bei dem das gespeicherte Gut wieder hervorgeholt werden kann – was bei CCS zweifelsfrei nicht intendiert ist. „Speicherung“ ist deswegen im Deutschen ein irreführender Begriff. Das BMU hat den Begriff „Einlagerung“ vorgeschlagen, der sich gegen das Bergrecht abgrenzt und klar zum Ausdruck bringt, dass hier CO₂ dauerhaft im geologischen Untergrund gelagert werden soll. Das BMWi hat demgegenüber den Terminus „dauerhafte Speicherung“ geschaffen, der sich auch im CCS-Gesetzesentwurf vom 1. April 2009 findet, jedoch angesichts der Bedeutung von „Speicherung“ einen Widerspruch in sich darstellt. Rechtstechnisch entspricht die Verpressung des CO₂ in geologische Formationen ohne eine praktikable Möglichkeit der Wiederverwendung und damit bei einem dauerhaften Verbleib in den Formationen einer „Ablagerung“ (siehe Kapitel 6.5.2).

Das Wuppertal Institut verwendet aus diesem Grund den Begriff „(Ab)lagerung“ bzw. für die Einbringung des CO₂ den Begriff „Einlagerung“.

Weltweite Entwicklung von CCS im Zeitraum von 2007 bis 2009

In Anlehnung an die RECCS-Studie wird im Folgenden ein aktualisierter Überblick über die nationale und internationale Entwicklung der letzten drei Jahre im Bereich CCS gegeben. Bezogen auf Deutschland und die EU werden unter anderem die geplanten Pilot- und Demoanlagen zusammengestellt und die aktuelle politische Entwicklung dargestellt. Ferner wird ein Einblick in die CCS-Aktivitäten in China, den USA und Australien gegeben.

2.1 Politische Entwicklung sowie Forschungs- und Entwicklungsinitiativen

2.1.1 Deutschland

Die Bundesregierung hat in ihrem im August 2007 verabschiedeten Klima- und Energiepaket das Ziel verankert, die nationalen CO₂-Emissionen von 2007 bis 2020 (gegenüber 1990) um knapp 40 Prozent zu reduzieren. In den Eckpunkten für die Umsetzung des Pakets spielt die Schaffung von Rahmenbedingungen für die Entwicklung und Demonstration von CCS eine wichtige Rolle. Die Bundesregierung beabsichtigt, einen Rechtsrahmen für die Abscheidung, den Transport und die Lagerung von CO₂ zügig auszugestalten sowie zwei bis drei Demonstrationsprojekte mit einer jährlichen Einlagerung von

„wenigen hunderttausend Tonnen“ CO₂ schnellstmöglich zu realisieren (Bundesregierung 2007).

Der hohe Stellenwert von CCS in der deutschen Energie- und Klimapolitik wird durch substanzielle FuE-Zuwendungen für CCS im Rahmen verschiedener Programme unterstrichen. Das unter der Federführung des Bundesministeriums für Wirtschaft (BMWi) stehende COORETEC-Programm bündelt die deutschen FuE-Aktivitäten zum Thema fossil befeuerte Kraftwerkstechnologien. Im Rahmen des Projekts werden verschiedene Technologien untersucht, die direkt oder indirekt für die Markteinführung von CCS relevant sind. Hierzu zählen zum Beispiel Post- und Pre-combustion-Prozesse, Oxyfuel-Verfahren oder Technologien für die CO₂-Lagerung (siehe Abb. 2-1). Mit Stand Juni 2009 beträgt das Gesamtbudget des COORETEC-Projekts 142,5 Mio. EUR (Seier 2009). Davon weisen 75,5 Mio. EUR einen direkten CCS-Bezug auf. Im Jahr 2007 belief sich das COORETEC-Gesamtbudget hingegen nur auf 79 Mio. EUR. Die starke Erhöhung des Etats ist auf zusätzliche Gelder für CCS aus der vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) aufgelegten Hightech-Strategie zurückzuführen (BMBF 2007). Des Weiteren enthalten die kürzlich verabschiedeten Konjunkturprogramme des Bundes Mittel für die CCS-Forschung in Höhe von 1,5 Mrd. EUR.

Im Rahmen des Forschungsprogramms Geotechnologien des BMBF werden seit Januar 2008 unter dem Themenschwerpunkt „Technologien für eine sichere und dauerhafte Lagerung des Treibhausgases CO₂ II“ 12 neue Projekte mit 28,6 Mio. EUR gefördert. Nachfolgend erfolgt eine Listung mit kurzer Beschreibung:

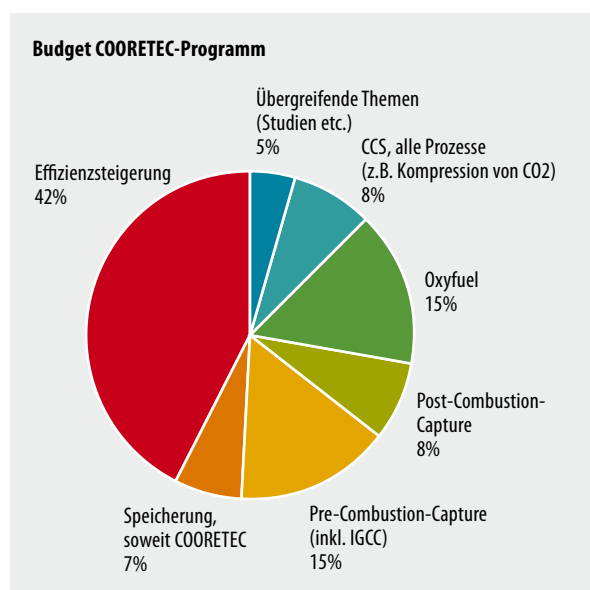


Abb. 2-1 Aufteilung des COORETEC-Budgets nach Technologiebereichen (Stand 06/2009). Gesamtbudget COORETEC: 142,5 Mio. EUR
Quelle: Seier 2009

- **ALCATRAP** – Optimierung der CO₂-Lagerung durch Reaktion mit alkalischen Reststoffen im ALCATRAP-Prozess
- **CLEAN** – CO₂-Enhanced Gas Recovery Altmark
- **CO₂-Leckage** – CO₂-Leckageversuch in einem oberflächennahen Grundwasserleiter zur Erprobung von Monitoringkonzepten und -methoden
- **CO₂-MoPa** – Modellierung und Parametrisierung von CO₂-Lagerung in tiefen, salinaren Formationen für Dimensionierungs- und Risikoanalysen
- **COBOHR** – Abdichtung von Bohrungen eines CO₂-Untergrundlagers für die langfristige Verwahrung nach Betriebs- bzw. Injektionsende
- **CO₂Depth** – Software für genaue Tiefenfokussierung, Auflösung und Ortung von CO₂ Einlagerungs- und Migrationsprozessen aus 3D seismischen Daten

- **CO₂SEALS** – Abdichtungsprozesse bei der geologischen Lagerung von CO₂
- **CO₂SINUS** – CO₂-Lagerung in in-situ umgewandelten Kohleflözen
- **COMICOR** – Störungsbezogene CO₂-Migration, Alteration und Lagereigenschaften im Buntsandstein der Hessischen Senke – natürliches Analogon für die industrielle CO₂ Sequestrierung
- **CORA** – CO₂-Lager-Rückbau und Abschlussmonitoring
- **COSONOSTRA** – CO₂-SO₂-NO_x-Stimulated Rock Alteration
- **RECOBIO2** – Untersuchung der biogeochemischen Transformation von im tiefen Untergrund gelagertem CO₂

Die CO₂-Abscheidung und -Lagerung wird voraussichtlich auch in einem neu aufgelegten Energieforschungsprogramm der Bundesregierung eine tragende Rolle spielen. In einem im September 2009 vorgelegten Papier der Helmholtz-Gemeinschaft mit dem Titel „Eckpunkte und Leitlinien zur Weiterentwicklung der Energieforschungspolitik der Bundesregierung“ werden der Entwicklung und dem Einsatz von CCS-Technologien für das Erreichen der Klimaziele eine hohe Priorität in der zukünftigen Energieforschungspolitik Deutschlands beigemessen (Helmholtz-Gemeinschaft 2009).

In Deutschland sind zwei Kohle-Kraftwerke mit CCS-Technologie sowie die Ausrüstung einzelner Kraftwerksblöcke mit einer CO₂-Abscheidung in Planung (siehe auch Tab. 2-2 sowie Kapitel 3.1 zu den einzelnen Verfahren):

- Das von RWE geplante Demonstrationskraftwerk in Hürth mit IGCC-Technik sollte 2015 den Betrieb aufnehmen. Bereits in Planung ist auch eine geeignete Pipelinetrasse für den Transport des abgeschiedenen CO₂ und die geologische Untersuchung einer möglichen Lagerstätte in Nordfriesland und in Ostholstein. Am potenziellen Lagerstandort in Nordfriesland hat sich im Sommer 2009 massiver Bürgerprotest formiert, so dass das Landesparlament jegliche weitere Exploration von CO₂-Lagern gestoppt hat. Infolgedessen hat RWE im November 2009 seine Pläne vorerst gestoppt (WDR 2009).
- In Lubmin bei Greifswald plant Dong-Energy den bis 2012 in Betrieb gehenden Steinkohlekraftwerksneubau mit der Post-combustion Technologie auszurüsten. Der Bau des Kraftwerks ist allerdings noch nicht genehmigt; zudem hat sich ein massiver Bürgerprotest in der Region formiert. Kurz vor Redaktionsschluss dieses Berichts hat Dong-Energy dieses Kraftwerks-Projekt überraschenderweise aufgegeben.
- In Brandenburg will Vattenfall im Kraftwerk Jämschwalde bei Cottbus zwei Abscheideverfahren testen: zum einen das Oxyfuel Verfahren, für das ein neuer Kessel installiert wird, zum anderen das Post-Combustion Verfahren, welches an den bereits vorhandenen Kesseln angewandt wird. Baubeginn soll 2011 sein. Parallel dazu finden in zwei Gebieten (Beeskow und Neutrebbin in Brandenburg) geologische Untersuchungen statt, um eine geeignete

Lagerstättenformation für das abgeschiedene CO₂ – auch für die Pilotanlage Schwarze Pumpe – zu finden.

- E.On plant in Wilhelmshaven eine Pilotanlage, bei der für das Post-combustion Verfahren ein neues Rauchgas-Waschmittel (Econamine-FG+) zum Einsatz kommen soll. Diese Pilotanlage soll 2010 in den bestehenden Kraftwerksblöcken zum Einsatz kommen.

Bereits durchgeführt wurde die versuchsweise Installation von CO₂-Abscheideanlagen an zwei Kraftwerksblöcken in Deutschland:

- RWE hat im August 2009 in Zusammenarbeit mit Linde und BASF eine Pilotanlage zur CO₂-Wäsche am Kraftwerksstandort Niederaußem gestartet. Das CO₂ wird nur zu Testzwecken abgetrennt und dann wieder in die Atmosphäre abgegeben.
- Im Kraftwerk Staudinger bei Großkrotzenburg hat E.On in Zusammenarbeit mit Siemens Mitte September 2009 eine Pilotanlage zur Entwicklung eines innovativen Lösungsmittels in Betrieb genommen. Dieses Projekt wird aus Mitteln des COORETEC-Programms unterstützt.

Weiterhin hat Vattenfall im September 2008 am Standort Schwarze Pumpe im brandenburgischen Spremberg die weltweit erste Pilotanlage für die Braunkohleverbrennung mit dem Oxyfuel Verfahren (Pilotanlage mit 30 MW_{th}) in Betrieb genommen. Als möglicher Lagerstätte ist die Altmark im Gespräch.

In der Verordnung Nr. 663/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über ein Programm zur Konjunkturbelebung (EEPR, siehe Kapitel 6.1.2.7) wurden die Kraftwerksprojekte der RWE AG in Hürth sowie der Vattenfall AG in Jämschwalde als grundsätzlich förderfähig eingestuft. Den Zuschlag hat schließlich nur das Projekt in Jämschwalde bekommen, das als eines von sechs Projekten mit 180 Mio. EUR unterstützt werden wird (IZ Klima 2009b).

Die Erarbeitung eines Rechtsrahmens für die Abscheidung, den Transport und die Lagerung von CO₂ ist abhängig von entsprechenden Vorgaben der EU-Richtlinie über die geologische Speicherung von Kohlendioxid (siehe Kapitel 6). Gemäß der Richtlinie müssen die notwendigen Rechts- und Verwaltungsvorschriften spätestens zwei Jahre nach ihrer Veröffentlichung (somit bis zum 25. Juni 2011) in den EU-Mitgliedstaaten umgesetzt werden. Aufgrund der Bedeutung der CCS-Technologie für den Klimaschutz hat in Deutschland das Bundesumweltministerium (BMU) die Federführung für die Ausarbeitung eines deutschen CCS-Gesetzes inne. Der Prozess wird vom BMWi begleitet.

Ein Entwurf für ein deutsches „CCS-Gesetz“ wurde am 1. April 2009 vom Bundeskabinett beschlossen². Am 8. Mai 2009 behandelte der Bundestag das Gesetz in erster Lesung. Der Bundesumweltminister betonte während der Debatte die hohe Bedeutung von CCS für den globalen

2 Entwurf „Gesetz zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid (CO₂ATSG)“.

Klimaschutz, insbesondere mit Blick auf Länder mit großen Kohlevorkommen wie China, Indien, die USA und Russland. Der Redner des BMWi hob den Beitrag der Kohle zur Deckung des weltweiten Energiebedarfs hervor. Kritische Stimmen kamen hingegen unter anderem von Vertretern der Fraktion von Bündnis90/Die Grünen, die die Eile des Gesetzgebungsverfahrens sowie die Subventionierung der CCS-Technologie beanstandeten (IZ Klima 2009a), und dem Sachverständigen Rat für Umweltfragen der Bundesregierung (siehe auch Kapitel 5).

Am 15. Mai 2009 berieten die Vertreter der Bundesländer im Bundesrat über den Gesetzesentwurf. In ihrer abschließenden Stellungnahme brachten sie Änderungswünsche zu verschiedenen technischen, ökologischen und finanziellen Fragen ein. Zentrale Forderungen des Bundesrates waren die Vermeidung von Konkurrenzen bei der Nutzung unterirdischer Lagerstätten durch die CO₂-Lagerung anhand einer Vorrangbehandlung erneuerbarer Energien (zum Beispiel der Geothermie) und eine bessere Verteilung der Lasten und Risiken zwischen Bund, Ländern und Betreibern. Beispielsweise soll nach dem Willen der Länder der Bund die mit der dauerhaften Übernahme der CO₂-Deponien verbundenen Risiken allein tragen (Bundesrat 2009).

Am 25. Juni 2009 – kurz vor der geplanten Verabschiedung des Gesetzes im Bundestag – scheiterte das Gesetz überraschend an Einwänden von CDU/CSU-Abgeordneten (unter anderem aus Schleswig-Holstein), deren Wahlkreise für die CO₂-Einlagerung erkundet werden sollen. Als Gründe für die Ablehnung wurden mangelnde Akzeptanz der Technologie in der Bevölkerung und Bedenken bei den Eingriffsrechten in das Eigentum Dritter genannt (Märkische Allgemeine Zeitung 2009).

Eine Darstellung des Gesetzentwurfes sowie eine Analyse der offenen Umsetzungsfragen erfolgt in Kapitel 6.5. Eine detaillierte Beschreibung der verschiedenen Akteure innerhalb von Deutschland und ihre Einschätzung der CCS-Technologie gibt Kapitel 5 wieder.

2.1.2 Europäische Union

2.1.2.1 Stellenwert von CCS in der EU-Politik

CCS ist ein zentraler Bestandteil der europäischen Klima- und Schutzstrategie. Am 17. Dezember 2008 wurde das Richtlinienpaket „Erneuerbare Energiequellen und Klimawandel“ („grünes Paket“) der EU vom Europäischen Parlament faktisch beschlossen, im März 2009 von Ministerrat und Kommission bestätigt und am 25. Juni 2009 veröffentlicht und damit in Kraft gesetzt. In dem Paket werden folgende Zielsetzungen festgeschrieben:

- Steigerung der Energieeffizienz um 20 Prozent bis 2016,
- Verringerung der Treibhausgasemissionen um 20 Prozent bis 2020 (Basisjahr 1990),
- Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch von derzeit 8,5 Prozent im EU-Durchschnitt auf 20 Prozent des Endenergieverbrauchs in 2020 und

- die Zunahme des Biokraftstoffanteils im Verkehrssektor auf mindestens 10 Prozent.

Für das Erreichen der avisierten Treibhausgasminderungen ordnet die EU-Kommission der CCS-Technologie einen hohen Stellenwert zu. In einer Mitteilung zum Energie- und Klimapakets an das Europäische Parlament heißt es, CCS sei von „besonderer Bedeutung“ (Europäische Kommission 2008), da für die europäische Energieversorgung und die Deckung des rapide steigenden Energiebedarfs von Entwicklungs- und Schwellenländern auch zukünftig auf Kohlevorkommen zurückgegriffen werden müsse. Um das Energiepotenzial der Kohle zu nutzen, ohne die Treibhausgasemissionen zu vervielfachen, forciert die Europäische Union die Entwicklung und Verbreitung der CCS-Technologie.

Das Energie- und Klimapakets beinhaltet unter anderem die Fortschreibung des EU-Emissionshandelssystems (ETS)³ ab 2013 und die „CCS-Richtlinie“.⁴ Letztere stellt das zentrale Element für die konkrete Implementierung von Kraftwerken mit einer CO₂-Abscheidung und insbesondere die darauf folgende Lagerung des CO₂ dar. Am weitesten fortgeschritten in der Implementierung der rechtlichen Voraussetzungen für CCS sind die Niederlande; aber auch in Polen werden Vorkehrungen für ein schnelles Umsetzen der Richtlinie getroffen. Beide Länder werden in Kapitel 6.4 beispielhaft analysiert.

Die Novellierung der ETS-Richtlinie sichert die volle Aufnahme von vermiedenem „CCS-CO₂“ in das Europäische Emissionshandelssystem. Durch die CCS-Technologie abgeschiedenes und unter Tage verbrachtes CO₂ wird als nicht stattgefundene Emission betrachtet. Gleichzeitig werden gemäß der Richtlinie ab 2013 die Emissionsrechte nicht mehr zugeteilt, sondern auktioniert, wodurch ein Anreiz entsteht, Emissionsrechte zu kaufen oder in die CO₂-Abscheidung zu investieren. Weiterhin fordert die EU-Kommission die Mitgliedsstaaten auf, mindestens 20 Prozent der Erlöse aus dem Handelssystem in FuE- und Klimaschutzmaßnahmen zu investieren, wobei neben erneuerbaren Energiequellen auch ausdrücklich CCS genannt wird (für eine genauere Analyse siehe Kapitel 6.1.2.7).

Neben den genannten Richtlinien und Initiativen ist der SET-Plan („Europäischer Strategischer Plan für Energietechnologie“), der im November 2007 von der EU-Kommission verabschiedet wurde, von Bedeutung für die Entwicklung und Verbreitung von CCS in der Europäischen Union. In dem Plan wird CCS als eine von sechs Schlüsseltechnologien aufgeführt, die bis zum Jahr 2020 industriepolitisch gefördert werden sollen. Mit Blick auf die Markteinführung von CCS ist die Gründung eines EU-Netzwerkes von 12 CCS-Demonstrationsprojekten vorgesehen, dessen Aufbau im August 2008 ausgeschrie-

3 Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG (ABl. L. 140 vom 5.5.2009, S. 63).

4 Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung anderer Rechtsakte (ABl. L. 140 vom 5.6.2009, S. 114).

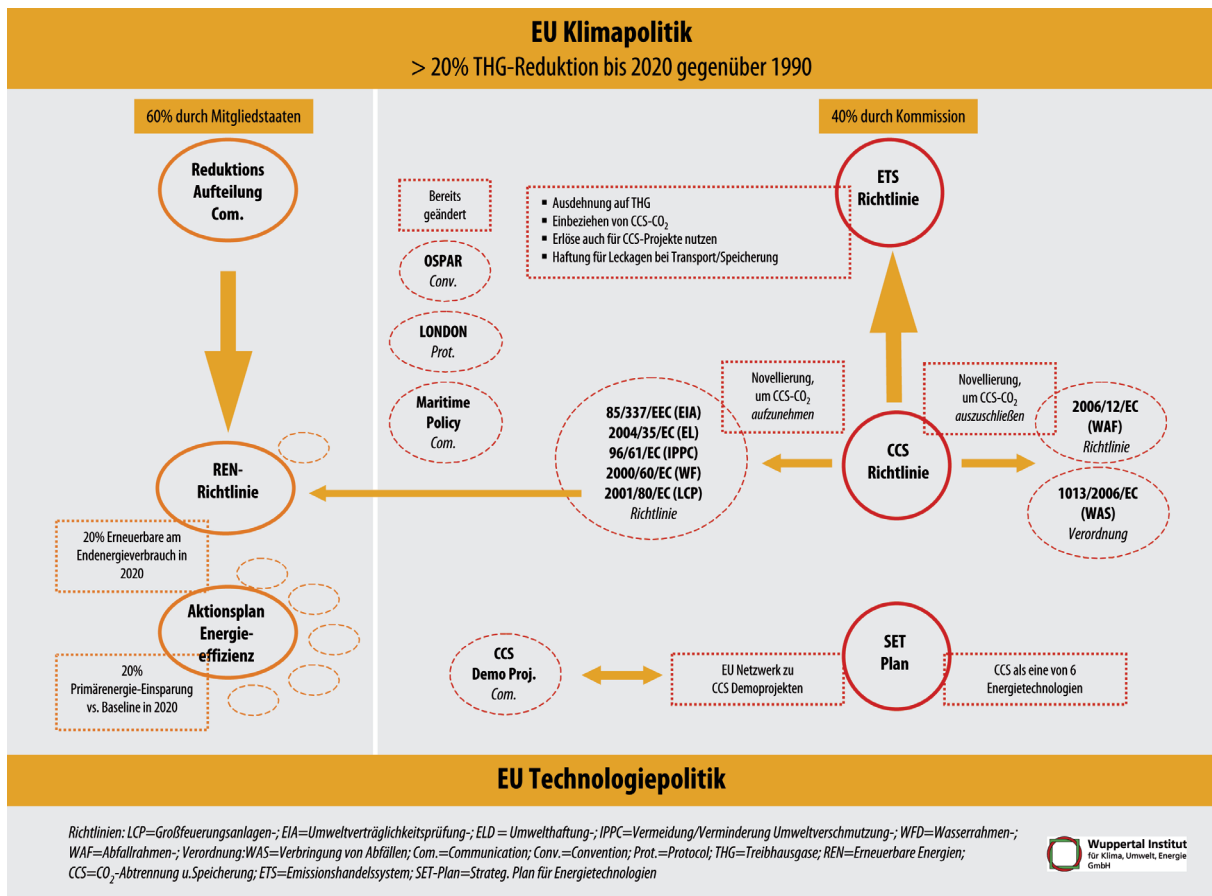


Abb. 2-2 Die „Richtlinie über die geologische Speicherung von Kohlendioxid“ der EU sowie ihre vielfältigen Verknüpfungen mit anderen Elementen der EU-Klimapolitik

Quelle: eigene Darstellung

ben wurde. Als Contractor, der die EU-Kommission beim Aufbau des Netzwerks unterstützen soll, wurde die Firma Det Norske Veritas AS (DNV) ausgewählt.⁵ Abb. 2-2 zeigt die Zusammenhänge zwischen den verschiedenen Elementen des EU-Klimapakets sowie dem SET-Plan und dem „Aktionsplan Energieeffizienz“ auf.

Eine sehr aktive nationale Initiative innerhalb der EU ist die „Carbon Capture & Storage Association“ (CCSA). Sie wurde im März 2006 von einem Industriekonsortium gegründet, um die CCS-Technologie insbesondere im Vereinigten Königreich, aber auch international voran zu treiben. Der Einsatz von CCS soll in Großbritannien im großtechnischen Maßstab bis 2014 demonstriert werden. Ziel ist aber auch eine Vernetzung der CCS relevanten Kompetenz von Wirtschaft, Technik und Wissenschaft mit politischer Unterstützung der landeseigenen Regierung und der EU-Kommission.

Weiterhin sehr engagiert im Forschungsbereich CCS ist das auf staatlicher Ebene laufende Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF) mit mittlerweile 22 Mitgliedstaaten und der EU. Durch das CSLF werden 20 Projekte unterstützt, von denen sieben bereits abgeschlossen sind (siehe Tab. 2-1).

2.1.2.2 Europaweit geplante Pilot- und Demonstrationsanlagen

In der nachfolgenden Tab. 2-2 sind die zur Zeit in Europa bekannten CCS-Demonstrationsprojekte gelistet. Von der Anzahl her fallen vor allem England, die Niederlande und Norwegen, gefolgt von Deutschland, mit zahlreichen Projekten auf.

In der Abb. 2-3 sind auch die bisher schon verworfenen CCS-Projekte dargestellt – das in Tjeldbergodden in Norwegen aus Kostengründen aufgegebene Projekt sowie das Projekt in Peterhead in Schottland, welches mangels zeitnaher Unterstützung seitens der Regierung aufgegeben wurde (van Noorden 2007). Desweiteren wurde in Australien das IGCC-Kraftwerk in Perth wegen der fraglichen Langzeitstabilität des für dieses Projekt vorgesehenen Lagers und aus Kostengründen eine Post-combustion Anlage im Cooper Basin gestrichen. In Kanada wurde der Neubau eines Oxyfuel Kraftwerks in Saskatchewan verworfen, dafür soll ein vorhandenes Kraftwerk mit dem Post-combustion Verfahren ausgerüstet werden. Noch nicht in der Karte als solche gekennzeichnet sind zwei kürzlich gestoppte europäische Projekte – ein Projekt in Aalborg (Dänemark) wurde wegen Protesten aus der Bevölkerung verworfen, eines in Mongstad (Norwegen) wurde ebenfalls aus Kostengründen gestoppt (Wolff 2009).

⁵ Weitere Informationen: http://ec.europa.eu/energy/coal/sustainable_coal/ccs_en.htm (Stand 24.09.2009).




CSLF-Projekt	Laufend	Beendet
Alberta Enhanced Coal-Bed Methane Recovery Project		X
CANMET Energy Technology Centre (CETC) R&D Oxyfuel Combustion for CO ₂ Capture	X	
CASTOR		X
China Coalbed Methane Technology/CO ₂ Sequestration Project		X
CO ₂ Capture Project (Phase 2)		X
CO ₂ CRC Otway Project	X	
CO ₂ GeoNet	X	
CO ₂ Separation from Pressurized Gas Stream	X	
CO ₂ SINK	X	
CO ₂ STORE		X
Dynamis		X
ENCAP	X	
Feasibility Study of Geologic Sequestration of CO ₂ in Basalt Formations of (Deccan Trap) in India	X	
Frio Project	X	
Geologic CO ₂ Storage Assurance at In Salah, Algeria	X	
IEA GHG Weyburn-Midale CO ₂ Monitoring and Storage Project	X	
ITC CO ₂ Capture with Chemical Solvents	X	
Regional Carbon Sequestration Partnerships	X	
Regional Opportunities for CO ₂ Capture and Storage in China		X
Zama Acid Gas EOR, CO ₂ Sequestration, and Monitoring Project	X	

Tab. 2-1 Übersicht über laufende und beendete Forschungsprojekte des Carbon Sequestration Leadership Forums (CSLF)
Quelle: CSLF 2009



Abb. 2-3 Übersicht über die derzeit in Europa laufenden, geplanten und verworfenen oder beendeten CCS-Projekte

Quelle: Scottish Centre for Carbon Storage, School of GeoSciences, University of Edinburgh
(www.geos.ed.ac.uk/ccsmap)

-  Sites which are currently injecting CO₂
-  Planned CCS sites. Generally plan on injecting at least 700,000 tonnes CO₂ per year.
-  Sites which have been cancelled or have completed injection.

Tab. 2-2 Liste bekannter europäischer CCS Pilot- und Demonstrationsprojekte aus dem Kraftwerkssektor (Stand 9/2009)

Land/Ort	Abscheide- technologie	Industriezweig	Leistung	CO ₂ abge- schieden	Lagerstätte	Akteure	Beginn
			MW _{el}	Mt/a			
Bulgarien							
Maritsa	Pre-combustion	Strom	650	3,43	Entleerte Öl- und Gasfelder	Bulgarian Energy Holding	keine Angabe
Dänemark							
Kalundborg	Post-combustion	Strom	600	3,58	Saliner Aquifer	Dong Energy	2015
Aalborg	Post-combustion	Strom	470/ (310 nach retrofit)	1,8	Saliner Aquifer	Vattenfall	2013, wegen Protest gestoppt
Finnland							
Meri Pori	Oxyfuel oder Post-combustion	Strom	560 (400-450 nach retrofit)	3,35	keine Angabe	Fortum, TVO	2015
Frankreich							
Lacq plant + Rousse Feld	Oxyfuel	Strom	30		Entleerte Öl- und Gasfelder	Total, Alstom, Air Liquide	2010
Deutschland							
Jämschwalde	Oxyfuel und Post-combustion	Strom	250 (Oxyfuel) <250(Post-comb.)	1,79	EGR oder Saliner Aquifer	Vattenfall	2015
Wilhelmshaven	Post-combustion	Strom	500 (100 abgeschieden)	0,6	Saliner Aquifer	E.on	2015
Huerth	Pre-combustion	Strom	450	2,8	Saliner Aquifer	RWE	2015
Großkrotzenburg Staudinger	Post-combustion	Strom	510 (netto)	keine Angabe	keine Angabe	E.on	2009
England							
Kingsnorth	Post-combustion	Strom	800	2	Entleerte Öl- + Gasfelder	E.on UK	2014
Ferrybridge	Post-combustion	Strom	500	keine Angabe	Saliner Aquifer	S&S Energy	2015+
Tilbury	Post-combustion	Strom	1.600	9,56	Entleerte Öl- und Gasfelder	RWE nPower	2016
Humberside Killingholme	Pre-combustion	Strom	350	2,5	Entleerte Öl- und Gasfelder	E.on UK	2016+
Hatfield	Pre-combustion	Strom	900	4,75	Entleerte Öl- und Gasfelder	Powerful Power Ltd.	2012-2014
Teesside	Pre-combustion	Strom	800	4,22	Entleerte Öl- und Gasfelder	Centrica, Progressive Energy, Coastal Energy	2013
Onllwyn	Pre-combustion	Strom	450	2,4	keine Angabe	Progressive Energy, BGS, CO ₂ Store	keine Angabe
Longannet	Post-combustion	Strom	3.390	keine Angabe	Saliner Aquifer	Shell/National Grid	2012
Italien							
keine Angabe	Post-combustion	Strom	242 (netto)	1,5	Saliner Aquifer	ENEL	2014
keine Angabe	keine Angabe	Strom	320 (netto)	2,1	Saliner Aquifer	ENEL	2016
Saline Joniche RC	Post-combustion	Strom	1.320	3,94	keine Angabe	SEI (Rätia Energie & Partners)	keine Angabe

Land/Ort	Abscheide- technologie	Industrie- zweig	Leistung	CO ₂ abge- schieden	Lagerstätte	Akteure	Beginn
			MW _{el}	Mt/a			
Niederlande							
Eemshaven	Post-combustion	Strom	40	0,2	Entleerte Öl- und Gasfelder	RWE Power, BASF, Linde	2015
Maasvlakte Rotterdam	Post-combustion	Strom	1.070 (100 abgesch.)	5,6	Entleerte Öl- und Gasfelder	E.on Benelux	keine Angabe
Pistoolhaven Rotterdam	Post-combustion	Strom	845	keine Angabe	keine Angabe	ENECO, International Power	2011
Eemshaven	Pre-combustion	Strom	1.200	4,14	Entleerte Öl- und Gasfelder	Nuon	2013
Europoort Rotterdam	Pre-combustion	Strom	450	2,5	Entleerte Öl- und Gasfelder	CGEN NV	2014
Rotterdam	Pre-combustion	Strom	1.000	4	Entleerte Öl- und Gasfelder	Essent	2016
Norwegen							
Bergen	Post-combustion	Strom/Raffinerien	280 MW _{el} 350 MW _{th}	1,5	Saliner Aquifer	Statoil Hydro, Gasnova	2014
Hammerfest	Post-combustion	Strom	100	k. A.	Saliner Aquifer	Hammerfest Energi, Sargas, Siemens	keine Angabe
Husnes	Post-combustion	Strom/ Verschiedene	400	2,5	Saliner Aquifer	Tinfos, Sor-Norge, Eranet, Sargas	keine Angabe
Karsto	Post-comb./ Öl-+ Gas	Öl- und Gas	420	1,2	Saliner Aquifer	Aker, Fluor, Mitsubishi	2012
Mongstad	Post o. Precomb.	Strom	450	1,2	Saliner Aquifer	BKK	2014, wg. Kostensteig. verw.
Haugesund	keine Angabe		400-800	keine Angabe	keine Angabe	Haugaland Kraft	2015
Polen							
Warschau	Post-comb./ Strom	Strom	480	2,87	keine Angabe	Vattenfall	2015+
Kedzierzyn Kozlelaskie	Pre-combustion	Strom/chemische Industrie	500 MW _{th} Syngas + 250 MW _{el}	3,4	Saliner Aquifer	PKE/ZAK	2014
Belchatow	Post-combustion	Strom	858 (1/3 CCS)	5,1	Saliner Aquifer	PGE, ICPC, CMI, PGI	2013
Schottland							
Cockenzie	Post-combustion	Strom	keine Angabe	keine Angabe	Saliner Aquifer	Scottish Power	keine Angabe
Spanien							
Compostilla Leon	Oxyfuel	keine Angabe	500 (400 CCS)	keine Angabe	Saliner Aquifer	Endesa	2015
keine Angabe	Post-combustion	Strom	800 (200 CCS)	keine Angabe	Saliner Aquifer	Union Fenosa	2016-2017
Tschechien							
Hodonin SE	Post-combustion	Strom	105	0,5	Saliner Aquifer	SE.Power	2015
Ledvice N	Post-combustion	Strom	660	3,48	Saliner Aquifer	N.Power	2015

Quelle: verändert nach ZEP 2008, eigene Ergänzungen

Einige der im RECCS-Bericht vorgestellten Programme und Projekte sind mittlerweile abgeschlossen worden, im Folgenden wird ein kurzer Überblick (Auswahl) über die Ergebnisse gegeben:

- **CATO:** In diesem niederländischen Forschungsprogramm ist die erste Phase abgeschlossen worden, in der die CO₂-Quellen und Senken quantifiziert, die Kosten der Abscheidung und für den Transport eruiert und die nötige Infrastruktur und deren optimierten Trassenführung geplant wurden. Des Weiteren wurden verschiedene Abscheidungsverfahren in Pilotanlagen getestet, wobei sich das SEWGS-Verfahren (Sorptions-Enhanced-Water-Gas-Shift) als sehr vielversprechend darstellte. Es kann sowohl in Erdgas- als auch in Kohlekraftwerken implementiert werden und weist niedrigere Wirkungsgradverluste auf als andere Verfahren. Zudem ist es kostengünstiger als herkömmliche Wäsche-Verfahren (siehe auch Kapitel 3.1). Im Follow-up Programm CATO-2 liegt der Schwerpunkt auf der Demonstration und Integration der CCS-Technologieketten in den bestehenden Kraftwerkspark. Desweiteren sollen strategische Informationen für Politik- und Investitionsentscheidungen erarbeitet und bereitgestellt werden.
- **GeoCapacity:** Hier fand eine Erweiterung und Aktualisierung des GESTCO-Projektes statt, in dem die geologischen Lagerkapazitäten ausgewählter europäischer Staaten untersucht wurden. Beim GeoCapacity-Projekt wurde unter anderem erstmals für die deutsche Nordsee eine konservative Abschätzung der dortigen Lagerkapazität in salinen Aquiferen angegeben (siehe Kapitel 7.5.3).
- **Geotechnologien:** die erste 3-jährige Phase dieses F&E Programms des BMBF ist Mitte 2008 beendet worden. Mit den Erkenntnissen und weiteren Fragen aus dieser ersten Phase, wurden die Projekte der zweiten Phase als Weiterentwicklung konzipiert (siehe auch Kapitel 2.1.1).

2.1.3 Ein Blick auf Entwicklungen außerhalb der Europäischen Union

Weltweit finden Aktivitäten vor allem in den USA, Australien, China und Japan statt (siehe Abb. 2-4). Ebenso sind Algerien und die Vereinigten Arabischen Emirate im CCS-Bereich aktiv. Im Folgenden werden die Entwicklungen in den USA, in Australien und in China näher analysiert.

2.1.3.1 China

Allgemeine Entwicklung

In China findet aufgrund des starken Wirtschaftswachstums ein massiver Ausbau der Kohlekraftwerke statt. Da China über erhebliche Kohlevorkommen verfügt und diese wegen des stark steigenden Energiebedarfs auch genutzt wird, betrachten viele Experten den Einsatz der CCS-Technologie hier als unumgänglich, um die weltweiten Bemühungen zur Emissionsminderung zu unterstützen.

Die Entwicklung und Kommerzialisierung von CCS hat in China zwar noch nicht höchste politische Priorität, jedoch nimmt insbesondere wegen der wachsenden globalen Bedeutung klimapolitischer Fragen die Zahl internationaler und nationaler Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte in China zu. Am 14. Juni 2007 veröffentlichte die chinesische Regierung ein Papier mit dem Titel „China's Scientific & Technological Actions on Climate Change“, in dem sie die Absicht formuliert, eine Roadmap für die Entwicklung und Demonstration von CCS zu erarbeiten und „Capacity Building“-Maßnahmen sowie Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsprojekte durchzuführen (MOST et al. 2007). Überdies zählt CCS zu den Fokusthemen des Bereiches „Clean



Abb. 2-4 Übersicht über die derzeit laufenden, geplanten und verworfenen oder beendeten CCS-Projekte in den USA, Australien, China und Japan

Quelle: Scottish Centre for Carbon Storage,
School of GeoSciences, University of Edinburgh
(www.geos.ed.ac.uk/ccsmap)

Coal Technology“ innerhalb des 863-Programmes des 11. Fünfjahresplans (2006-2010). Das 863-Programm wurde 1986 (86) im Monat März (3) mit dem Ziel initiiert, die Entwicklung von Schlüsseltechnologien zu forcieren, die von hoher Bedeutung für die nationale ökonomische Entwicklung und Sicherheit sind. Von 2008 bis 2010 werden im Rahmen des 863-Programms etwa 20 Mio. RMB (2,2 Mio. EUR)⁶ für die Erforschung und Entwicklung von CCS zur Verfügung gestellt. Der Schwerpunkt der Forschung liegt auf CCS in Kombination mit IGCC-Kraftwerken, da diese Option zu geringeren Wirkungsgradverlusten führt als die Abscheidung von CO₂ aus dem Rauchgas konventioneller Kohlekraftwerke (Morse et al. 2009).

Es sind zahlreiche FuE-Projekte in China zum Thema CCS in der Planung oder Umsetzung. Dabei kann zwischen chinesischen Initiativen und internationalen Kooperationen unterschieden werden.

Chinesische CCS-Projekte

PetroChina hat etwa 200 Mio. RMB investiert (21,6 Mio. EUR), um Enhanced Oil Recovery an zehn Ölförderstationen des Jilin Ölfeldes durchzuführen. Im Dezember 2005 gründete die China Huaneng Group gemeinsam mit sieben weiteren chinesischen Energieversorgern die sogenannte GreenGen Corporation, um die CCS-Technologie zu entwickeln, zu demonstrieren und zu verbreiten. GreenGen plant, im Jahr 2009 mit der CO₂-Abscheidung an einer Pilotanlage zu beginnen. Im Jahr 2014 soll das Verfahren an einer 100 MW-Anlage erprobt werden. Beide Schritte dienen als Vorbereitung zur Errichtung eines IGCC-Kraftwerks mit CCS im Jahr 2017. Die Anlage wird für eine Kapazität von 400 MW ausgelegt sein und am Standort Tianjin entstehen (Shisen 2007). Sie soll später auf 650 MW erweitert werden. Da das Kraftwerk in der Nähe mehrerer Chemieanlagen gebaut wird, können die dort erzeugten Synthesegase, die Abwärme und Elektrizität sowie weitere Nebenprodukte wie zum Beispiel Wasserstoff genutzt werden. Das abgeschiedene CO₂ soll zur Steigerung der Ölausbeute (EOR) genutzt werden.

Weitere Planungen treibt die Shenhua Gruppe voran, die kürzlich eine großtechnische Kohlehydrierungsanlage in Erdos in der inneren Mongolei fertig gestellt hat. Die Anlage soll Diesel, Naphtha und LPG (Flüssiggas) produzieren und hat laut Shenhua kürzlich den Betrieb aufgenommen (China Daily 2009). Der für das Hydrierungsverfahren erforderliche Wasserstoff soll anhand von Kohlevergasung produziert werden. Shenhua zieht in Erwägung, das während der Vergasung entstehende CO₂ abzuscheiden und es zur Erhöhung der Ölausbeute in ein nahegelegenes Ölfeld zu injizieren. Pro Jahr würden etwa 3,6 Mio. Tonnen CO₂ abgeschieden werden (Morse et al. 2009).

Internationale Kooperationen im Bereich CCS mit Schwerpunkt China

Neben den Aktivitäten chinesischer Akteure wird die Nutzung von CCS in China durch bi- oder multilaterale Kooperationen gefördert. Besonders aktiv sind in diesem Zusammenhang die Europäische Union, Japan, die USA und Australien. Nachfolgend werden ihre derzeitigen Aktivitäten kurz dargestellt.

- **Europäische Union:** Unter der Führung Großbritanniens setzt die Europäische Union gemeinsam mit der chinesischen Regierung das Projekt „Near-Zero Emissions Coal Technologies“ (NZE) um, das im Jahr 2005 auf dem 8. EU-China-Gipfeltreffen in Peking initiiert wurde. Das Projekt umfasst drei Arbeitsphasen (Haydock 2008):

- **Phase 1 (bis Ende 2009):** Durchführung von „Capacity Building“-Maßnahmen für die Bewertung potenzieller CO₂-Lagerstätten in China sowie von Fallstudien zur Auswahl geeigneter Technologien für die CO₂-Abscheidung; Identifizierung potenzieller CO₂-Lagerstätten in China, Entwicklung einer technologischen und politischen „Roadmap“ für die Entwicklung und Verbreitung von CCS in China. Die Ergebnisse von Phase 1 wurden im Herbst 2009 im Rahmen eines Workshops in China präsentiert.

- **Phase 2 (2010/2011):** Detailliertes Design eines CCS-Demonstrationsprojekts.

- **Phase 3 (bis 2014):** Konstruktion und Betrieb des CCS-Demonstrationskraftwerks

Neben NZEC engagiert sich die Europäische Union im Rahmen des Projekts „COoperation Action within CCS CHina-EU“ (COACH). Ziel des Projektes ist es, die Basis für die Entwicklung von großtechnischen Kohlekraftwerken mit CCS zu legen und die Kooperation zwischen der EU und China in diesem Bereich zu stärken. Im Rahmen des Projekts werden verschiedene Aspekte der Technologie behandelt. Dazu zählen unter anderem die Bewertung verschiedener Abscheideverfahren mit Blick auf technische, umweltbezogene und ökonomische Faktoren, die Ableitung von Kriterien für die Auswahl potenzieller Anlagenstandorte und die Identifizierung geeigneter Finanzierungsmechanismen. Die Ergebnisse des Projekts sollen in eine „Roadmap“ für die großtechnische Nutzung von CCS in chinesischen Kohlekraftwerken integriert werden.

Das Projekt „Support to Regulatory Activities for Carbon Capture and Storage“ (STRACO₂) legt den Schwerpunkt auf rechtliche und politische Fragen in Verbindung mit der CO₂-Lagerung. Es ist Teil des 7. Europäischen Rahmenprogramms und soll die Entwicklung und Implementierung eines regulativen Rahmens für die Verbreitung von CCS in der EU und China fördern.

- **Japan:** Im Mai 2008 haben Japan und China eine Vereinbarung für ein Projekt zur Abscheidung von 1-3 Mio. Tonnen CO₂ pro Jahr am Harbin Kraftwerk in der Provinz Heilongjiang unterzeichnet. Das CO₂ wird durch eine 100 km lange Pipeline zum Daqing Ölfeld transportiert und für EOR in das Ölfeld injiziert.

⁶ Diese und nachfolgende Umrechnungen erfolgen auf Basis des durchschnittlichen Wechselkurses RMB (Renminbi) in € im Zeitraum vom 1.1. – 4.9.2009 (0,10821 RMB = 1 €).

• **USA:** Im Jahr 2004 bildeten die USA und China eine bilaterale Arbeitsgruppe zum Thema Klimawandel, die CCS als eines von zehn Kernthemen für gemeinschaftliche Forschungs- und Entwicklungsvorhaben identifizierte. Mittlerweile finanzieren die USA verschiedene CCS-Projekte in China. Hierzu zählt das Projekt „*Building Regulatory Capacity in China – Guidelines for Safe and Effective Carbon Capture and Storage*“. Darin erarbeiten das World Resources Institute und die Tsinghua University Richtlinien und „Best Practice“-Beispiele für die Implementierung von CCS und bieten „Capacity Building“-Maßnahmen für politische Entscheidungsträger an. Die Richtlinien adressieren alle Stufen des CCS-Verfahrens. Ein besonderer Schwerpunkt wird auf die Gewährleistung langfristiger Sicherheit an den Lagerstätten gelegt.

Die neue US-Administration hat weitere Initiativen für eine Kooperation auf dem Gebiet CCS veranlasst. Im Juli 2009 unterzeichneten Vertreter der U.S.-amerikanischen und der chinesischen Regierung ein „*Memorandum of Understanding to Enhance Cooperation on Climate Change, Energy and Environment*“. Die Vereinbarung soll insbesondere die Zusammenarbeit im Rahmen von „Capacity Building“-Maßnahmen, FuE-Projekten sowie Initiativen zur Verbreitung klimafreundlicher Technologien fördern. Es werden insgesamt zehn Kernthemen benannt, zu denen auch CCS-Technologien zählen. Gemeinsame Forschungs- und Entwicklungsprojekte werden voraussichtlich durch das „U.S.-China Clean Energy Research Center“ koordiniert. Die Gründung dieses Zentrums wurde im Juli 2009 vom U.S.-amerikanischen Energieministerium angekündigt. CCS ist unter den prioritär zu bearbeitenden Themen. Das Zentrum wird jeweils einen Sitz in China und den USA haben und mit einem Budget von insgesamt 15 Mio. U.S.-\$ (11 Mio. EUR)⁷ ausgestattet sein (DOE 2009a).

• **Australien:** Im Jahr 2007 wurde die „*Australia-China Joint Coordination Group on Clean Coal Technology*“ (JCG) gegründet, um die Entwicklung, die Anwendung sowie den Transfer von Kohletechnologien mit geringen Treibhausgasemissionen zu fördern. Das Budget der JCG im Jahr 2008/2009 summiert sich auf 20 Mio. U.S.-\$ (14,8 Mio. EUR) (Australian Coal Association 2009). Die JCG basiert auf vorhergehenden bi- und multilateralen Initiativen wie der „*Asia-Pacific Partnership on Clean Development and Climate Change*“. Im Rahmen der Partnerschaft wurde unter der Leitung von Geoscience Australia und dem chinesischen Ministerium für Wissenschaft und Technologie unter anderem das „China Australia Geological Storage“ (CAGS)-Projekt durchgeführt, welches eine detaillierte Bewertung möglicher CO₂-Lagerstätten vorgenommen hat.

2.1.3.2 USA

Innerhalb des Teilbereichs Kohletechnologien der U.S.-amerikanischen Technologiepolitik genießt CCS höchste Priorität. Die wichtigsten laufenden FuE-Vorhaben in diesem Bereich sind die Projekte „FutureGen“ und „Car-

bon Sequestration“. Andere Projekte, wie zum Beispiel das „Advanced Turbines“-Projekt, das Turbinen für CO₂-arme IGCC-Kraftwerke entwickelt, weisen Synergien mit CCS-Projekten auf. Abb. 2-5 zeigt, dass „FutureGen“ und Carbon Sequestration“ im Jahr 2008 innerhalb des Themenfelds Kohle die höchsten finanziellen Zuweisungen erhalten haben. Bei einem Gesamtbudget von knapp 500 Mio. U.S.-\$ (369 Mio. EUR) stellten beide Projekte einen Anteil von rund 40 Prozent. Im Jahr 2009 wurde das FuE-Budget für Kohletechnologien durch den „*American Recovery and Reinvestment Act of 2009 (Recovery Act)*“ zur Überwindung der Finanzkrise deutlich erhöht. Insgesamt stellt die U.S.-Regierung mehr als 1,3 Mrd. U.S.-\$ (959,8 Mio. EUR) für großtechnische CCS-Projekte zur Verfügung (Burks et al. 2009).

Voraussichtlich wird insbesondere das FutureGen-Projekt von den zusätzlichen Geldern profitieren. „FutureGen“ hat den Bau einer 275 MW Poly-Generation-Anlage in Mattoon, Illinois, zum Ziel, die auf Basis von Kohlevergasung Strom und Wasserstoff produzieren soll. Das Projekt wird von einem internationalen Konsortium durchgeführt, wobei das U.S.-amerikanische Energieministerium bis vor kurzem als Finanzier auftrat. Seit 2008 wurden das Projekt und die Rolle des Ministeriums als Geldgeber jedoch aufgrund substanzieller Kostenzuwächse infolge international steigender Investitionsaufwendungen für großtechnische Anlagen in Frage gestellt. Im Juli 2009 unterzeichneten das FutureGen-Konsortium und das U.S.-Energieministerium schließlich eine Vereinbarung, die weitere Schritte für das Projekt festlegt. Bis Anfang 2010 soll das Konsortium ein vorläufiges Design der Anlage vorlegen, seine Schätzungen für die Kosten des Vorhabens präzisieren, einen Finanzierungsplan präsentieren, weitere Geldgeber gewinnen und, wenn nötig, zusätzliche Untersuchungen des Untergrunds durchfüh-

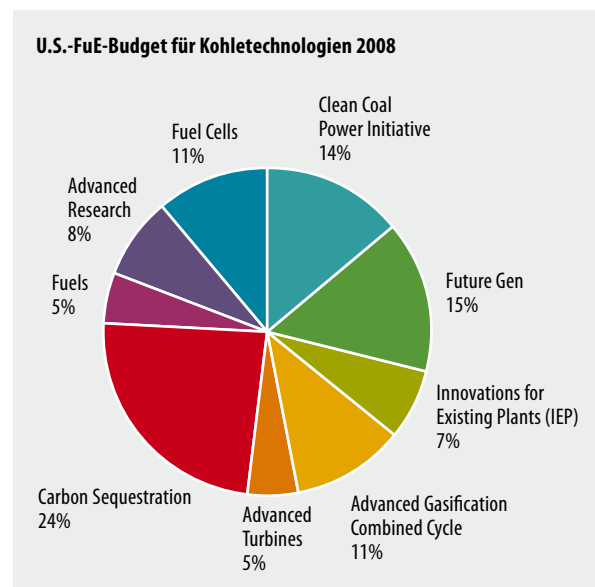


Abb. 2-5 U.S.-amerikanisches FuE-Budget im Bereich Kohletechnologien (Stand 2008).
 Gesamtbudget: ca. 500 Mio. U.S.-\$ (369 Mio. EUR)
 Quelle: DOE 2008; Slutz 2008

⁷ Diese und nachfolgende Umrechnungen erfolgen auf Basis des durchschnittlichen Wechselkurses U.S.-\$ in € im Zeitraum vom 1.1. – 4.9.2009 (0,73828 € = 1 \$).

ren. Auf Basis der Ergebnisse dieser Arbeiten werden das Ministerium und das Konsortium über die Fortführung des FutureGen-Projekts entscheiden. Beide Seiten betrachten eine Fortsetzung als die präferierte Lösung. Der finanzielle Beitrag der U.S.-Regierung wird gegenüber 2008 voraussichtlich deutlich auf 1,073 Mrd. U.S.-\$ (738,4 Mio. EUR) erhöht. Mehr als 90 Prozent der Mittel sollen aus dem „Recovery Act“ stammen. Damit wären allein die staatlichen Ausgaben für FutureGen etwa doppelt so hoch wie das gesamte FuE-Budget für Kohletechnologien im Jahr 2008. Die erwartete finanzielle Beteiligung des FutureGen-Konsortiums wird auf 1 Milliarde U.S.-\$ geschätzt (DOE 2009b).

Das oben ebenfalls erwähnte „Carbon Sequestration“-Projekt deckt alle Stufen des CCS-Verfahrens ab und ist in drei Teilbereiche gegliedert:

- **„Core Research & Development“:** Umfasst technische Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten auf den Gebieten Abscheidung, Lagerung, „Monitoring“ der CO₂-Lagerstätten, Simulation und Risikobewertung der CO₂-Lagerung sowie Möglichkeiten der CO₂-Nutzung. Im August 2009 hat das U.S.-Energieministerium die Förderung von 19 Projekten zur Feststellung, Bewertung und Simulation der Risiken der unteririschen CO₂-Lagerung angekündigt. Insgesamt stellt das Ministerium 27,6 Mio. U.S.-\$ (20,4 Mio. EUR) für diesen Zweck bereit (DOE 2009c).
- **„Infrastructure“:** Beinhaltet „Regional Carbon Sequestration Partnerships“ sowie anderweitige großtechnische CCS-Projekte. Die Partnerschaften werden in Zusammenarbeit mit industriellen Akteuren durchgeführt und sollen helfen, geeignete Technologien, notwendige Infrastrukturmaßnahmen sowie Regulierungen für CCS-Projekte in bestimmten Regionen zu identifizieren bzw. zu entwickeln. Unterschiedliche geographische Rahmen-

bedingungen für die CO₂-Lagerung innerhalb der USA machen einen regional differenzierten Ansatz erforderlich. Gegenwärtig bestehen sieben regionale Partnerschaften, die 43 U.S.-Bundesstaaten sowie mehr als 350 Behörden, Universitäten und Unternehmen einbinden (NETL 2009).

- **„International Cooperations“:** In diesem Bereich werden internationale Kooperationen und Netzwerke zur Verbreitung von CCS gefördert, zum Beispiel das vom Energieministerium finanzierte CSLF, die Asian-Pacific Partnership sowie die Unterstützung weiterer internationaler Demonstrationsvorhaben.

Neben FuE-Projekten bemüht sich die U.S.-Regierung, einen rechtlichen Rahmen für die CO₂-Lagerung in geologischen Lagerstätten zu entwickeln. Dabei wird überlegt, die besonderen Anforderungen der CO₂-Lagerung teilweise in das bestehende Regelungsregime zu integrieren, zum Beispiel in das „Underground Injection Control Program“ (UIC). Daneben sind jüngst zahlreiche weitere gesetzgeberische Initiativen zur Regulierung der CO₂-Lagerung zu beobachten (siehe näher in Kapitel 6.3.1).

2.1.3.3 Australien

Die CCS-Strategie der australischen Regierung umfasst drei Elemente:

- **Technische Forschung und Entwicklung:** Die Regierung unterstützt CCS-relevante Forschungsvorhaben der „Commonwealth Scientific and Industrial Research Organisation“ (CSIRO) sowie von „Geoscience Australia“. Außerdem finanziert sie mit dem „Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies“ (CO₂CRC) und dem „Cooperative Research Centre for Coal in Sustainable Development“ (CCSD) zwei Forschungsinstitutionen, die sich schwerpunktmäßig mit CCS beschäftigen. Derzeit sind in Australien 16 CCS-Projekte in der Planung bzw.

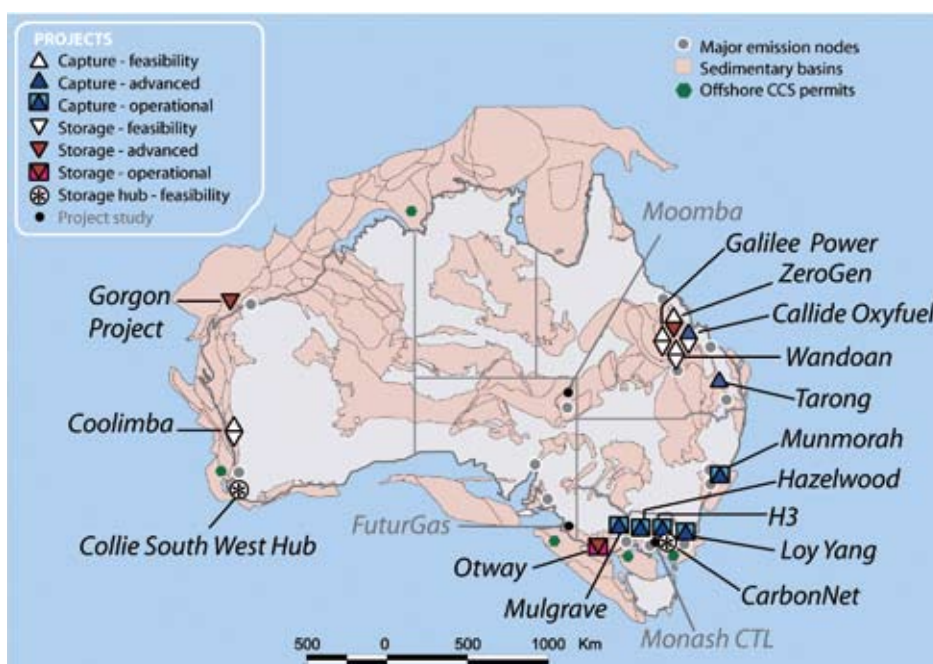


Abb. 2-6 Geplante und bestehende CCS-Projekte in Australien

Quelle: CO₂CRC 2009

Umsetzung. Davon beschäftigen sich 11 Projekte mit der CO₂-Abscheidung und 5 Projekte mit CO₂-Lagerung.

Abb. 2-6 zeigt die geographische Verteilung sowie den Status der Projekte. Das „CO₂CRC Otway Project“ ist die am weitesten fortgeschrittene FuE-Initiative der australischen Regierung. Seit April 2008 wurden pro Tag 150 Tonnen CO₂ in ein ausgefördertes Gasfeld in bis zu 2 km Tiefe gepumpt. Innerhalb von zwei Jahren sollen 50.000–100.000 Tonnen CO₂ gelagert werden. Das Projekt beinhaltet ein umfassendes Programm zur Überwachung der Lagerstätte und hat ein Volumen von rund \$A 40 Millionen (21,8 Mio. EUR).⁸ Es wird von einem aus 15 Unternehmen und sieben Regierungsbehörden bestehenden Konsortium durchgeführt (CO₂CRC 2009).

• **Entwicklung eines rechtlichen Rahmens sowie von „Monitoring“-Standards:** Die Regierung strebt an, in Kooperation mit Industrieunternehmen und Regionalregierungen einen rechtlichen Rahmen für die CO₂-Abscheidung und -Lagerung sowie Standards für die Überwachung der Lagerstätten zu entwickeln (siehe näher in Kapitel 6.3.2).

• **Förderung von und Teilnahme an internationalen CCS-Aktivitäten:** Als drittes Element ihrer CCS-Strategie unterstützt die australische Regierung internationale Initiativen für die Verbreitung der CCS-Technologie. Hierzu zählen unter anderem die „Asia-Pacific Partnership on Clean Development and Climate“ und das CSLF. Darüber hinaus tritt die australische Regierung für eine stärkere Eingliederung der Technologie in der UN-Klimarahmenkonvention und befürwortet deren Einbindung in den Clean Development Mechanism (CDM).

2.1.4 Internationale Verhandlungen zur Berücksichtigung von CCS unter dem Clean Development Mechanism (CDM)

Die Integration von CCS in den Clean Development Mechanism (CDM) hat sich in den vergangenen Jahren zu einem sehr umstrittenen Punkt in den internationalen Klimaverhandlungen entwickelt. Der CDM ermöglicht es Industrieländern, Teile ihrer Verpflichtungen zur Reduktion von Treibhausgasen in Entwicklungsländern zu erfüllen. Die Projekte sollen einen Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung in den Entwicklungsländern leisten und müssen zusätzlich zu ohnehin erfolgten Minderungsmaßnahmen durchgeführt werden.

Die Emissionsreduktion wird im Vergleich der Emissionen im Projektfall mit einem sogenannten Referenzszenario (auch „Baseline“ genannt) ermittelt. Nach einem festgeschriebenen Vorgehen zu Validierung und Zertifizierung der Emissionsminderung können entsprechende Emissionsrechte, im Falle des CDM „Certified Emission Reductions“ (CER) genannt, generiert werden. Voraussetzung für die Validierung ist eine vom CDM-Aufsichtsrat genehmigte Methodik zur Bestimmung des Referenzszenarios.

Die Zulassung von CCS-Projekten unter dem Dach des CDM wurde erstmals im Jahr 2005 im Rahmen der internationalen Klimaverhandlungen diskutiert, da zuvor drei Vorschläge für die Berechnung von Referenzszenarios und die Überwachung von CCS-Projekten beim Executive Board (EB) des CDM eingereicht worden waren. Keine der eingereichten Methodiken wurde jedoch genehmigt, da keiner der Vorschläge die methodischen und buchhalterischen Fragen von CCS-Projekten ausreichend präzise beantwortete.

Auf der Vertragsstaatenkonferenz (COP) und der 1. Vertragsstaatenkonferenz des Kyoto-Protokolls (MOP) in Montreal im Dezember 2005 wurden die Vertragsparteien zu Stellungnahmen zu dem Thema aufgefordert. In den folgenden Jahren wurden weitere Konsultationen mit allen interessierten Parteien und Organisationen zum Thema CCS-CDM durchgeführt. Auf der COP/MOP 2 in Nairobi Ende 2006 befürworteten die EU, Kanada, China, Japan, Südafrika und insbesondere die OPEC-Mitgliedsstaaten eine Berücksichtigung von CCS unter dem CDM. Gegen eine solche Maßnahme positionierten sich die Gruppen der Least Developed Countries (LDCs), die Alliance of Small Island States (AOSIS) sowie Argentinien, Brasilien und Venezuela. Die Vertragsstaaten einigten sich auf einen zweijährigen Verhandlungsprozess unter dem Dach des Subsidiary Body for Scientific and Technology Advice (SBSTA), um auf der COP/MOP 4 eine Entscheidung treffen zu können (Watanabe et al. 2007).

Der vereinbarte Verhandlungsprozess führte jedoch zu keinem Ergebnis. Auf der Klimakonferenz in Posen im Dezember 2008 wurden zwei Vorschläge, sowohl ein unterstützender als auch ein ablehnender Text, für einen Beschluss des Plenums abgelehnt. Die Vertragsstaaten beauftragten schließlich das EB des CDM, eine Bewertung der Auswirkungen einer Eingliederung von CCS in den CDM vorzunehmen. Auf einer Sitzung des SBSTA im Juni 2009 erweisen sich die Fronten von CCS-Gegnern und Befürwortern erneut als verhärtet. Während Kanada, Australien, Kuwait und Nigeria die Berücksichtigung von CCS unter dem CDM befürworten, stellen sich Argentinien, Brasilien und Venezuela dagegen (Treber 2009). Streitpunkte der Verhandlungen sind sowohl grundsätzliche Fragen zur Eignung von CCS als Technologie zur Treibhausminderung als auch komplexe methodische und rechtliche Probleme. De Coninck (2008) fasst die grundsätzlichen Streitpunkte wie folgt zusammen:

• **Marktreife von CCS:** Gegner einer Nutzung von CCS unter dem CDM argumentieren, dass CCS noch nicht die vollständige Marktreife erreicht hat und demnach mit der Förderung der Technologie im Rahmen der flexiblen Mechanismen abgewartet werden sollte. Befürworter setzen hingegen auf einen „Learning-by-Doing“-Effekt auf Basis eines strengen Regelwerkes, da dieser die technologische Entwicklung von CCS beschleunigen könnte.

• **CCS sollte zunächst in Industrieländern entwickelt und getestet werden:** CCS-Gegner befürchten, dass eine Anrechnung von Emissionsminderung durch CCS unter dem CDM einen Anreiz bieten würde, Entwicklungsländer als Testgebiet für eine potenziell unsichere Technologie zu nutzen. CCS-Befürworter wenden ein, dass dies den

⁸ Diese und nachfolgende Umrechnungen erfolgen auf Basis des durchschnittlichen Wechselkurses \$A in € im Zeitraum vom 1.1. – 4.9.2009 (0,54559 € = 1 A\$).

Entwicklungsländern die Chance bieten würde, zu einem wichtigen Marktakteur bei der Entwicklung und dem Vertrieb damit verbundener Technologien zu werden.

• **CCS-Projekte könnten andere CDM-Vorhaben verdrängen:** Gegner befürchten, dass eine hohe Zahl von CCS-Projekten zu einer Verringerung des Marktpreises für CERs führen würde. Brasilien, einer der stärksten Gegner einer Berücksichtigung von CCS-Projekten im CDM, befürchtet weiterhin, dass sein CER-Marktanteil infolge einer Berücksichtigung von CCS-Projekten sinken würde, da es aufgrund des hohen Wasserkraftanteils in seinem Strommix nur ein geringes Potenzial für die Nutzung von CCS aufweist. Andererseits wird darauf hingewiesen, dass aufgrund der hohen Kosten von CCS ohnehin nur im Falle hoher Zertifikatspreise ein Anreiz für die Nutzung der Technologie bestünde.

• **Technologien zur erweiterten Förderung („enhanced recovery“) von Kohlenwasserstoffen tragen nicht zur Treibhausgasreduktion bei:** CCS-Gegner argumentieren, dass eine Genehmigung von „Enhanced Oil Recovery“ (EOR)-Projekten, bei denen CO₂ zur Erhöhung der Erdölförderquote in die Lagerstätte injiziert wird, zu einem Mehrverbrauch an Öl und damit einer Erhöhung des Treibhausgasausstoßes führen würde (wie auch Luhmann 2009 analysiert). Befürworter von CCS-Projekten im CDM entgegnen, dass das zusätzlich durch EOR geförderte Volumen an Öl auch ohne Anreize für CCS genutzt werden würde.

• **CCS würden die Rahmenbedingungen für erneuerbare CDM-Projekte erschweren:** CCS-Gegner fordern, bei der Minderung von Treibhausgasemissionen bevorzugt auf erneuerbare Energien zu setzen. CCS-Befürworter wenden ein, dass die Möglichkeit zur Anrechnung von CCS-Projekten unter dem CDM die Vertragsstaaten zur Verabschiedung weitergehender Treibhausgasminierungsziele ermutigen könnte.

Mit Blick auf methodische Aspekte werden insbesondere folgende Fragen diskutiert:

• **Abgrenzung der Projekte („Project Boundaries“):** CCS-Technologien umfassen mehrere Aktivitäten – Abscheidung, Transport und Lagerung. Es besteht weitgehende Einigkeit zwischen den Vertragsstaaten, dass alle Aktivitäten in den CDM einbezogen werden sollten. Unklar ist jedoch, wie verfahren wird, wenn die Aktivitäten in unterschiedlichen Ländern mit unterschiedlichem Status erfolgen, also zum Beispiel die Abscheidung in einem Anlage I-Land durchgeführt wird, die Lagerung jedoch in einem Nicht-Anlage I-Land stattfindet.

• **Anrechnung von zusätzlich verursachten Emissionen („carbon leakage“):** Der Begriff „carbon leakage“ beschreibt die Anrechnung zusätzlicher Emissionen, die im Falle eines CCS-Projekts entstehen. Zwischen den Vertragsstaaten wurde diskutiert, ob und wie beispielsweise Emissionen resultierend aus dem erhöhten Kohlebedarf eines Kraftwerkes aufgrund von Wirkungsgradverlusten durch die CO₂-Abscheidung angerechnet werden könnten. Ein zweiter möglicher Fall wäre die Anrechnung von Emissionen, die aus der Nutzung von Öl resultieren, das durch

EOR in einem CCS-CDM-Projekt zusätzlich gefördert wurde.⁹

• **Langzeitsicherheit („Permanence“):** Dieser Aspekt betrifft die Möglichkeit, dass CO₂ aus der Lagerstätte austritt, nachdem Zertifikate für die erzielte CO₂-Minderung vergeben worden sind. Um einen geringen Austritt von CO₂ zu garantieren und austretende Emissionen quantifizieren zu können, wurden zwischen den Vertragsstaaten Richtlinien für die Auswahl und Überwachung der Lagerstätten diskutiert. Finanzierung und Dauer des Monitorings sind jedoch noch festzulegen. Überdies ist zu klären, auf welche Weise die austretenden Emissionen angerechnet werden.

2.2 CO₂-Minderungsaktivitäten anderer Industriezweige

Außer den CO₂-Emittenten aus dem Strom- und Wärmezeugungsbereich gibt es weitere Branchen, die große Mengen CO₂ in die Atmosphäre entlassen. Auch sie wären potenziell für ein Abscheide- und Lagerverfahren dieses klimawirksamen Gases geeignet. So emittiert in Deutschland die Industrie nach der Energiewirtschaft (382,3 Mio. t CO₂ = 43,2 Prozent) und dem Verkehr (167,4 Mio. t CO₂ = 18,9 Prozent) mit 160,7 Mio. t oder 18,2 Prozent den drittgrößten Anteil der gesamten CO₂-Emissionen Deutschlands (884,1 Mio. t CO₂) (DIW 2006). Für Nordrhein-Westfalen wurde ein CO₂-Abscheidepotenzial großer industrieller Punktquellen von 28 Mio. t pro Jahr abgeschätzt – das entspricht etwa 16 Prozent der gesamten Mengen an CO₂, die in NRW abgeschieden werden könnten (WI 2009).

Aktivitäten in anderen Industriebranchen (siehe Tab. 2-3) zur Verringerung der CO₂-Emissionen gibt es insbesondere in der *Stahlindustrie*. Das von der EU geförderte ULCOS- Programm (Ultra Low CO₂ Steelmaking) ist ein ehrgeiziges Forschungs- und Entwicklungsprogramm zur Verringerung prozessbedingter CO₂-Emissionen bei der Stahlerzeugung. Es befindet sich derzeit in Phase II, in der mehrere neue Verfahren der Stahlerzeugung in Pilotprojekten getestet werden, um die mittel- bis langfristig viel versprechendsten Technologien im industriellen Maßstab zu prüfen. Die erste Technologie welche im industriellen Maßstab evaluiert werden soll, fußt auf der Hochofentechnologie inklusive Gichtgasrecycling (TGR-BF) und CCS. Das ULCOS Programm wird von einem Konsortium aus 48 europäischen Partnern getragen.¹⁰

Auch die *Zementindustrie* führt ein mehrjähriges CCS-Forschungsprojekt über die European Cement Research

⁹ „carbon leakage“ meint allgemein den Emissionszuwachs durch Verlagerung der industriellen Produktion (und damit der Emissionen) aus Industriestaaten in Länder, in denen keine oder geringere Klimaschutzauflagen gelten. In den Ursprungsländern sinken dadurch Umsatz und Beschäftigung. Den zunächst geringeren Emissionen stehen höhere Emissionen im Ausland gegenüber (siehe http://www.co2-handel.de/article306_10147.html).

¹⁰ Informationen zum ULCOS-Programm siehe auch <http://www.ulcos.org>.

Tab. 2-3 Liste bekannter europäischer CCS Pilot- und Demonstrationsprojekte aus anderen Industriezweigen (Stand 9/2009)

Land/Ort	Abscheide- technologie/ Industriezweig	Leistung	CO ₂ abgeschieden	Lagerstätte	Akteure	Beginn
		MW _{el}	Mt/a			
Frankreich/ Florange	Post-combustion/ Stahl	keine Angabe	keine Angabe	Saliner Aquifer	ArcelorMittal	keine Angabe
Deutschland/ Eisen- hüttenstadt	Post-combustion/ Stahl	keine Angabe	keine Angabe	Saliner Aquifer	ArcelorMittal	keine Angabe
Niederlande/ Barendrecht + Pernis	H ₂ -Produktion/ chem. Industrie + Raffinerien	keine Angabe	keine Angabe	Entleerte Öl- + Gasfelder	Shell	2011
Norwegen / Bergen	Post-combustion/ Strom + Raffinerien	280 MW _{el} + 350 MW _{th}	0,4	Saliner Aquifer	Gasnova	2014
England/ Scunthorpe	Post-combustion/ Stahl	keine Angabe	1,5	Entleerte Öl- + Gasfelder	Corus / Tata Steel	keine Angabe
Norwegen / Husnes	Post-combustion/ Verschiedene	400	keine Angabe	Saliner Aquifer	Tinfos, Sor-Norge, Eranet, Sargas	keine Angabe
Norwegen / Karsto	Post-combustion/ Öl- + Gasraffinerien	420	2,5	Saliner Aquifer	Aker, Fluor, Mitsubishi	2012
Polen/ Kedzierzyn Kozle, Slaskie	Pre-combustion / Strom + chem. Industrie	500 MW _{th} Syngas + 250 MW _{el}	1,2	Saliner Aquifer	PKE/ZAK	2014

Quelle: ZEP 2008 und eigene Ergänzungen

Academy (ECRA) durch. In der ersten Phase wurden die für den Klinkerbrennprozess geeigneten Abscheideverfahren untersucht. Hierbei stellte sich das Oxyfuel und das Post-combustion Verfahren mittels Absorption als besonders geeignet dar. In der zweiten Phase werden technische und wirtschaftliche Untersuchungen für diese beiden Verfahren im Detail geprüft. (ECRA 2007) Ein weiteres Projekt wird von den Associated Cement Companies Ltd. durchgeführt, die es sich zum Ziel gesetzt haben, den Einsatz von Biomasse für die Ofenfeuerung zu erforschen. In einem speziellen Bio-Reaktor soll das CO₂, das bei der Feuerung entsteht, genutzt werden, um ölhaltige Algen zu produzieren. (Suri 2007)

Allgemein werden in den „CO₂-intensiven“ Industriezweigen jedoch auch andere Maßnahmen ergriffen, um den CO₂-Ausstoß zu reduzieren, wie zum Beispiel durch die Erhöhung der Energieeffizienz, den Einsatz neuer Werkstoffe, die Verwendung leichterer Bauteile und der verstärkten Nutzung von Sekundärbrennstoffen (zum Beispiel Biomasse). (Schäfer 2009) nennt einige Beispiele, was in der Zementindustrie bereits zur Verminderung der CO₂-Emissionen getan wird:

- Modernisierung bestehender Ofenanlagen
- Substitution alter Anlagen durch Neuanlagen
- Wechsel zu kohlenstoffärmeren oder (anteilig) biogenen Brennstoffen
- teilweise Substitution von Kalkstein durch bereits calcinierte Sekundärrohstoffe
- Substitution von Zementklinker durch andere Zementhauptbestandteile

Eine Abschätzung des CCS-Potenzials für industrielle Punktquellen in Deutschland existiert bisher nicht. CCS wäre hier jedoch gegebenenfalls notwendig, da die CO₂-Emissionen dieses Sektors – im Gegensatz zu den Sektoren Strom und Wärme – nicht komplett durch Effizienzmaßnahmen und den Einsatz erneuerbarer Energien vermieden werden könnten. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen fordert vor diesem Hintergrund, dass CCS bei industriellen Punktquellen Vorrang vor CCS im Kraftwerksbereich haben sollte, falls eine CCS-Infrastruktur aufgebaut werden sollte (SRU 2009b).

2.3 Weltweite Netzwerke

Im Folgenden werden die wichtigsten CCS Netzwerke kurz vorgestellt:

- Das CO₂Net wurde initiiert durch das 5. Forschungsrahmenprogramm der EU, startete 2006 und wird voraussichtlich bis ins Jahr 2011 weitergeführt. Es setzt sich aus einem Konsortium 30 großer Unternehmen und Organisationen vorwiegend aus der EU, aber auch den USA und Australien zusammen, welche in einem hohen Maße das Know-How aus allen CCS-relevanten Industriebereichen bündeln und dadurch die Weiterentwicklung der Technologie über die gesamte CCS-Kette vorantreiben.
- Im CO₂Geonet arbeiten 13 geologische Institute aus 7 europäischen Ländern zusammen, um im Bereich der geologischen Lagerung genauere Kenntnisse über die geologischen Tiefenstrukturen zu erlangen. Damit können

dann genauere Angaben zu Lagerkapazitäten, Lagerstättenrisiken und Empfehlungen zu Monitoringverfahren gemacht werden.

- Ein engagiertes nationales Netzwerk besteht im Bundesland NRW: hier wurde 2005 das *Kompetenz-Netzwerk Kraftwerkstechnik* gegründet, bei welchem die Kraftwerksbauer, -betreiber, Zulieferer, Teilehersteller, Wissenschaft und Forschung, die EnergieAgentur NRW (damals noch Landesinitiative Zukunftsenergien) sowie das NRW-Forschungs- und das NRW-Energieministerium mitwirken. Ziel dieses Netzwerks ist es, die Aktivitäten der Akteure zu bündeln, zu koordinieren und Schnittstelle zwischen Wirtschaft, Wissenschaft und Politik zu sein. Gleichzeitig fungiert es als Beratungsgremium für die Landesregierung NRW und soll konkrete Projekte anstoßen.

Das Kompetenz-Netzwerk ist eingebunden in das Themenfeld Kraftwerks- und Netztechnik der EnergieAgentur NRW. Es besteht aus einem hochrangigen Lenkungsgremium und themenspezifischen Arbeitsgruppen, die sich mit konkreten Fragestellungen, Themen und Projekten befassen. Die beiden bearbeiteten Themenblöcke sind

- Fortschrittliche Kraftwerkstechnologien (700-Grad Kraftwerk),
- Optionen zukünftiger Energieversorgung (CO₂-armes Kraftwerk).

Verfahren der CO₂ Abtrennung bei der Stromerzeugung

3.1 Neue Entwicklungstrends und FuE-Aktivitäten bei CO₂-Abtrennverfahren

Die Verfahren zur Abscheidung von CO₂ können in drei Technologiegruppen zusammengefasst werden: Post-combustion Verfahren, Pre-combustion Verfahren und Oxyfuel Verfahren (siehe Abb. 3-1).

3.1.1 Post-combustion Verfahren

Bei diesem Verfahren wird das CO₂ aus dem Rauchgas eines Kraftwerks abgeschieden. Das Rauchgas konventioneller Kraftwerksprozesse weist eine CO₂-Konzentration von weniger als 15 Prozent auf, da die Verbrennung des Brennstoffes mit Luft erfolgt, die zu fast vier Fünfteln aus Stickstoff besteht. Die geringe CO₂-Konzentration

erschwert eine wirtschaftliche Abscheidung des Treibhausgases, da ein großes Volumen an Gas behandelt werden muss, wofür ein hoher Einsatz an Chemikalien und Energie erforderlich ist. Nichtsdestotrotz weisen Post-combustion Verfahren gegenüber anderen Abscheideverfahren das höchste kurz- bis mittelfristig realisierbare Potenzial für CO₂-Reduktionen auf, da sie auch für die Nachrüstung an bestehenden Kraftwerken geeignet sind, die etwa zwei Drittel der CO₂-Emissionen des Stromsektors verursachen (Figueroa et al. 2008). Demonstrationsanlagen werden voraussichtlich bis zum Jahr 2015 zur Verfügung stehen, so dass ein großtechnischer Einsatz der Technologie zwischen 2020 und 2025 möglich wäre. Überdies gewinnen Post-combustion Verfahren an Bedeutung, weil eine breite Markteinführung von integrierten Vergasungskraftwerken (IGCC, „Integrated Gasification Combined Cycle“) mit Pre-combustion Ver-

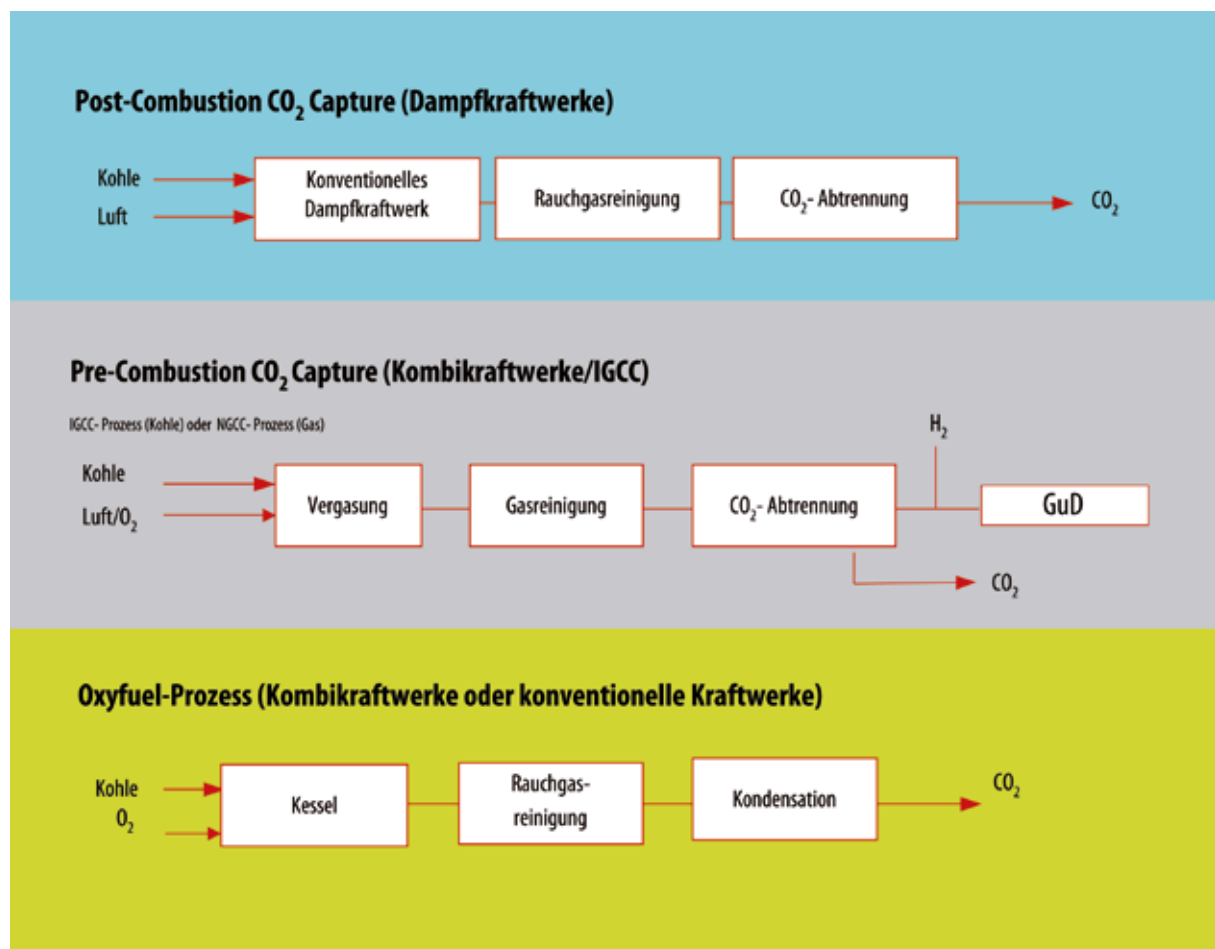


Abb. 3-1 Übersicht verschiedener Technologiepfade zur CO₂-Abscheidung

Quelle: Ewers und Renzenbrink 2005

fahren (siehe Kapitel 3.1.2) wegen eines starken Anstiegs der Investitionsaufwendungen für großtechnische Anlagen gebremst worden ist (Herzog et al. 2009).

Post-combustion Verfahren sind die am weitesten entwickelte Technologieroute zur CO₂-Abscheidung, da ähnliche Waschverfahren bereits in anderen Industriezweigen eingesetzt werden. Zu den führenden Anbietern zählen Mitsubishi Heavy Industries (MHI; Japan), Cansolv (Kanada), Fluor (USA), HTC Purenergy (Kanada) und Aker Clean Carbon (Norwegen). Innerhalb der Kategorie Post-combustion Verfahren werden verschiedene Technologierouten verfolgt (siehe Tab. 3-1 für eine detaillierte Charakterisierung):

- **Absorptionsverfahren:** Das Rauchgas reagiert mit einem Bindemittel, welches das CO₂ aufnimmt. Zu dieser Gruppe zählen die am weitesten entwickelten und gängigsten Abscheideverfahren wie insbesondere Aminwäschen. Monoethanolamin (MEA) zählt zu den bevorzugt eingesetzten Aminlösungen. Allerdings ist MEA eine relativ starke Lösung, die das CO₂ sehr stark bindet und deren Regeneration folglich mit einem hohen Energieeinsatz einhergeht. Viele aktuelle Forschungs- und Entwicklungsarbeiten konzentrieren sich daher auf die Suche nach alternativen oder modifizierten Bindemitteln. Beispielsweise wird versucht, durch eine Veränderung der molekularen Geometrie aminer Bindemittel („Hindered Amines“) oder eine Mischung verschiedener Bindemittel („Blended Solvents“) deren Reaktivität zu erhöhen.

- **Adsorptionsverfahren:** Das CO₂ wird nicht von dem Bindemittel aufgenommen, sondern an dessen Oberfläche angelagert. Es findet keine chemische Reaktion zwischen dem CO₂ und dem Bindemittel statt. Derzeit wird unter anderem an Adsorptionsverfahren gearbeitet, die zeolithische oder metall-organische Substanzen zur Bindung des CO₂ nutzen. Erstere weisen eine recht hohe CO₂-Selektivität, jedoch eine geringe Abscheidekapazität auf. Letztere haben eine hohe Adsorptionskapazität, allerdings bestehen Unsicherheiten bezüglich ihrer Widerstandsfähigkeit gegenüber Unreinheiten im Rauchgas.

- **Membran-Verfahren:** Hier handelt es sich um eine alternative und mittel- bis langfristige Option. Membrane sind semi-permeable Trennschichten, die zur Trennung von Stoffgemischen wie zum Beispiel Rauchgas verwendet werden. Sie werden in verschiedenen Industriezweigen bereits kommerziell genutzt. Ihre Verwendung für die CO₂-Abscheidung befindet sich noch in einem relativ frühen Entwicklungsstadium. Membrane bieten den Vorteil, dass durch die Auftrennung des Rauchgases vor dem Abscheideprozess Unreinheiten beseitigt werden und somit der Verbrauch an Bindemittel reduziert wird. Allerdings weisen existierende Membrantechnologien eine geringe technologische Reife auf und sind noch nicht wirtschaftlich einsetzbar. Aktuelle FuE-Vorhaben beschäftigen sich daher unter anderem mit der Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Technologie.

- **Biologische Abscheideverfahren:** Diese Verfahren sind ebenfalls erst mittel- bis langfristig großtechnisch verfügbar. Sie nutzen natürliche Organismen wie Algen oder Enzyme zur Bindung des CO₂. Algenbasierte Abscheideprozesse werden aktuell insbesondere in den USA mit hohem Interesse verfolgt, da das CO₂ in Biomasse um-

gewandelt wird, die energetisch nutzbar ist. Aber auch deutsche Energieversorger wie RWE und E.On und der schwedische Staatskonzern Vattenfall arbeiten an entsprechenden Projekten. Bislang wurden solche Abscheideverfahren jedoch nur im Pilot- oder Labormaßstab getestet. Überdies kann die Algenkultivierung in offenen Teichen einen hohen Flächenverbrauch erfordern. Aus diesem Grunde wird verstärkt an der Entwicklung von geschlossenen Reaktoren zur Algenzucht gearbeitet.

In Deutschland engagiert sich insbesondere E.On für eine Entwicklung der Post-combustion Technologie. Das Unternehmen plant bzw. betreibt insgesamt sieben Pilotprojekte, in denen es mit führenden Anbietern von Waschverfahren, Anlagenbauern sowie Forschungseinrichtungen kooperiert (E.On 2009):

- **Pilotanlage Karlshamn (Schweden):** In Zusammenarbeit mit Alstom betreibt E.On seit dem Frühjahr 2009 eine Pilotanlage, die auf einem Waschverfahren mit gekühltem Ammoniak („Chilled Ammonia“) basiert. Pro Tag sollen 30 t CO₂ abgetrennt werden.

- **CATO-Pilotanlage Maasvlakte (Niederlande):** Bis Ende 2008 wurde am E.On-Standort Maasvlakte in Zusammenarbeit mit der niederländischen Forschungsgemeinschaft TNO ein auf Aminosäuresalzen basierendes Waschverfahren getestet. Die Pilotanlage wird vom CATO-Folgeprojekt CATO-2 weiterbetrieben.

- **Pilotanlage mit Hitachi Power Europe und Electralabel:** Aufbau einer Anlage, in der ein neues, optimiertes Lösungsmittel identifiziert werden soll. Die Anlage wird für die Behandlung von maximal 5.000 m³ Rauchgas pro Stunde ausgelegt. Die Betriebsdauer soll vier Jahre betragen.

- **Pilotanlage mit Cansolv Technologies:** Die Pilotanlage soll erstmals in Europa das Abscheideverfahren des kanadischen Technologieunternehmens einsetzen. Während einer zwei- bis dreijährigen Testphase soll die Anlage mit einem Rauchgasvolumen von 20.000 m³ pro Stunde betrieben werden.

- **Pilotanlage Staudinger (Deutschland):** Bau einer Pilotanlage im Rahmen eines Forschungsprojektes mit Siemens, in dem ein neues Lösemittel für die CO₂-Abscheidung entwickelt wurde. Die Pilotanlage ist Mitte September 2009 in Betrieb gegangen.

- **Pilotanlage Wilhelmshaven (Deutschland):** Optimierung der Abscheidetechnologie von Fluor (Ecoamine-FG+). Eine Pilotanlage soll 2010 am Kraftwerksstandort in Wilhelmshaven in Betrieb gehen. Die Kosten des Projekts betragen ca. 10 Mio. Euro.

- **Pilotanlage mit Mitsubishi Heavy Industries (Deutschland):** Die Anlage soll 2010/11 an einem noch zu bestimmenden Kraftwerksstandort in Betrieb gehen. Es werden die neuesten Abscheideverfahren von Mitsubishi Heavy Industries in Kombination mit fortschrittlichen Lösemitteln eingesetzt. Die Anlage wird für ein Rauchgasvolumen von 20.000 m³ pro Stunde ausgelegt.

Parallel zu den aufgelisteten Pilotprojekten arbeitet E.On in Kooperation mit Hochschulen und Forschungseinrichtungen in Europa und Nordamerika an der Entwicklung und Verbesserung von Waschmitteln und Wäsche Prozessen.

Tab. 3-1 Neue Entwicklungen bei Post-combustion Verfahren

Prozess	Prozessbeschreibung	Vorteile	Nachteile	FuE-Aktivitäten
Absorption				
Molekulare Modifizierung von Aminen („Hindered Amines“)	Veränderung der molekularen Geometrie der Amine. Ziel ist es, die Reaktivität der Amine zu erhöhen und die Bindung zwischen den Aminen und dem CO ₂ zu schwächen, um den Energiebedarf der CO ₂ -Abscheidung zu reduzieren.	Geringere Wirkungsgradverluste wegen einer höheren Reaktivität und der weniger aufwendigen Regeneration des Bindemittels.	Kosten der Bindemittelproduktion von Aminen erhöhen sich gegenüber konventionellen Aminwäschen.	Mitsubishi Heavy Industry (MHI) hat ein modifiziertes Amin namens KS-1 entwickelt. Das Verfahren wird in vier großtechnischen Gaskraftwerken eingesetzt, weitere vier Anlagen sind in Bau. Die Nutzung in Kohlekraftwerken wird aktuell im Pilotmaßstab erprobt.
Mischung verschiedener Bindemittel („Blended Solvents“)	Mischung verschiedener Bindemittel zur Optimierung der Abscheideeffizienz und der Kinetik sowie einer Erhöhung der Reaktionsrate.	Die Mischung preiswerter Bindemittel mit geringeren Mengen teurer Bindemittel verringert die Gesamtkosten des Abscheideverfahrens. Eine Verbesserung der Kinetik ermöglicht eine kleinere Absorbergröße und damit geringere Investitionsaufwendungen.	Häufig genutzte Substanzen zur Mischung mit Bindemitteln (sog. „Promoter“), zum Beispiel Piperazin oder Diethanolamin, sind giftig und umweltschädlich. Alternative „Promoter“ werden derzeit untersucht (Smith et al. 2008).	Die University of Texas, University of Regina und University of Waterloo führen jeweils Laborversuche zur Mischung von Piperazine (PZ) mit anderen Aminen und Karbonaten (Potassiumkarbonat; K ₂ CO ₃) durch.
Cansolv DC 101	Das Verfahren ähnelt einer konventionellen Aminwäsche, verwendet jedoch ein neuartiges tertiäres Amin namens DC 101.	Das Bindemittel ist durch einen geringen Energiebedarf, geringe Oxidation, einen schnellen Reaktionsablauf sowie niedrige Investitionsaufwendungen sowie Betriebs- und Instandhaltungskosten gekennzeichnet. Neben CO ₂ können zeitgleich andere Substanzen wie SO ₂ oder NO _x aus dem Rauchgas abgeschieden werden.	Keine Angabe	Das Verfahren wurde 2004 in einer mit Erdgas befeuerten Pilotanlage und im Jahr 2005 in einer Papier- und Zellstofffabrik in Virginia (USA) demonstriert.
„Chilled Ammonia“	Anstelle von Aminen wird Ammoniakkarbonat als Bindemittel verwendet, das mit CO ₂ zu Ammoniakbikarbonat reagiert. Nach Abtrennung des reinen CO ₂ -Stroms wird das verbleibende Bikarbonat in Karbonat umgewandelt. Vor dem Abscheidungsprozess wird das Rauchgas auf eine Temperatur von 0-10°C heruntergekühlt, um ein Entweichen des giftigen Ammoniaks zu verhindern und einen hohen Abscheidungsgrad zu erzielen.	Deutlich geringere Energieintensität als konventionelle Aminwäschen.	Risiko eines Austritts giftiger Ammoniakemissionen	Der Prozess wurde ursprünglich von Nexant entwickelt und wird von Alstom lizenziert. Das Verfahren wird von American Electric Power (AEP) in einem Kraftwerk in New Haven, West Virginia, und von E.ON in einer Pilotanlage in Karlshamn, Schweden, getestet (E.ON 2009).
Feststoffe zur Bindung von CO ₂ („Dry Regenerable Sorbent“)	Es können verschiedene Feststoffe zur Absorption von CO ₂ genutzt werden und dieses anschließend abgeben. Das Research Triangle Institute (RTI) entwickelt ein Abscheideverfahren auf Basis von Natriumkarbonat (Na ₂ CO ₃), das mit Wasser und CO ₂ zu Natriumbikarbonat (NaHCO ₃) reagiert.	Gute Eignung für die Nachrüstung an bestehenden Anlagen. Abscheideraten von mehr als 90 Prozent sind möglich. Geringere Kapitalkosten und Energiebedarf als konventionelle Aminwäschen.	Solide Bindemittel sind schwieriger zu handhaben als flüssige Bindemittel. Die Reaktionsrate zwischen CO ₂ und NaCO ₃ ist sehr hoch und führt zu starker Wärme, weshalb ein effizienter Transfer sowie eine effiziente Prozessintegration der Wärme erforderlich ist. Bisher wurde kein CO ₂ -Abscheideverfahren auf Basis fester Bindemittel großtechnisch eingesetzt.	RTI hat im Jahr 2002 begonnen, das Verfahren zu testen. Dabei wurden verschiedene Bindemittel und Reaktordesigns erprobt.

Prozess	Prozessbeschreibung	Vorteile	Nachteile	FuE-Aktivitäten
Ionische Flüssigkeiten zur Bindung von CO ₂ („ <i>Ionic Liquids</i> “)	Es werden organische Salze als CO ₂ -Bindemittel genutzt, die unter Umgebungsbedingungen in flüssigem, ionischem Zustand sind. Die Salze scheiden das CO ₂ durch eine schwache ionische Bindung aus dem Rauchgas ab.	Aufgrund der schwachen Bindung zwischen den Salzen und dem CO ₂ erfordert die Regeneration des Bindemittels relativ wenig Energie. Hohe thermische Stabilität der Salze bei Temperaturen von > 200°C (Anderson et al. 2007). Die Salze sind auch zur Abscheidung von SO ₂ geeignet.	Salze, die nach aktuellem Stand für die CO ₂ -Abscheidung am besten geeignet sind, wurden bisher nur in kleinen Mengen und zu hohen Kosten produziert. Die Salze weisen im Gegensatz zu konventionellen Bindemitteln eine hohe Viskosität (Zähflüssigkeit) auf. Diese kann zu einer höheren Energieintensität des Verfahrens führen. Hierzu ist weitere Forschung erforderlich.	Das Verfahren wird an der University of Notre Dame, Indiana, in Zusammenarbeit mit Experten des U.S.-NETL (National Energy Technology Laboratory) erforscht. Es werden Eigenschaften verschiedener Salze sowie deren Nutzung in Kombination mit Membranen untersucht.
„ <i>Carbonate Looping</i> “	Das im Rauchgas enthaltene CO ₂ reagiert in einem Karbonator mit Branntkalk (CaO) zu Kalkstein (CaCO ₃). Anschließend wird das CO ₂ bei Temperaturen in Höhe von 850-920°C in einem Regenerator aus dem Kalkstein herausgelöst, so dass wieder Branntkalk (CaO) zurückbleibt. Das CaO kann für eine erneute Reaktion mit CO ₂ genutzt werden.	Das Verfahren kann an bestehenden Kraftwerken nachgerüstet werden. Der ausgeschleuste Kalk kann anschließend in Rauchgasentschwefelungsprozessen genutzt werden. Bei der Reaktion von CaO und CO ₂ entsteht zusätzliche Wärme, die zum Beispiel für die Brennstofftrocknung oder die Dampfproduktion genutzt werden kann.	Nach Durchführung mehrerer Reaktionsdurchläufe verringert sich die Aufnahmekapazität des CaCO ₃ sukzessive aufgrund einer zunehmenden Verfestigung infolge der Erwärmung während des Verfahrens. Um eine fortlaufend hohe Abscheiderate zu erzielen, muss stetig frisches CaCO ₃ zugeführt werden. Das Herauslösen des CO ₂ aus dem Kalkstein ist eine endothermische Reaktion, bei der Wärme zugeführt werden muss. Die Wärme wird vorzugsweise durch die Verbrennung von Kohle mit Sauerstoff hergestellt, da die Verbrennung mit Luft die Konzentration des CO ₂ -Stroms verringern würde. Wegen der hohen Energieintensität der O ₂ -Produktion muss hierfür etwa 1/3 der Kohlezufuhr verwendet werden.	Für Untersuchungen hinsichtlich der technischen Umsetzung der Technologie wird derzeit an der Technischen Universität Darmstadt ein Versuchsfeld im 1 MW _{th} Maßstab errichtet (Eppe et al. 2008).
Adsorption				
Zeolithische Bindemittel („ <i>Zeolites</i> “)	Zeolithische Substanzen sind hochgradig poröse Materialien mit kristalliner Molekularstruktur. Aufgrund ihres kristallinen Aufbaus eignen sie sich zur Adsorption von CO ₂ .	Zeolithische Materialien weisen eine relativ hohe Selektivität für CO ₂ und N ₂ auf.	Die Abscheidekapazität von zeolithischen Materialien ist gering. Die Abscheideleistung wird durch die Gegenwart von Wasserdampf beeinträchtigt.	Die CO ₂ -Abscheidung auf Basis zeolithischer Substanzen wurde in verschiedenen Pilotversuchen der Tokyo Electric Power Company (TEPCO) in den 1990er Jahren sowie an der Carnegie Mellon University getestet.
Metall-organische Substanzen („ <i>Metal-organic Frameworks</i> “)	Metall-organische Substanzen sind poröse und kristalline Feststoffe, die in ihrer Struktur zeolithischen Materialien ähneln. Sie werden aus Metall-Ionen hergestellt und weisen eine hohe Kapazität für die Adsorption von CO ₂ auf. In den vergangenen Jahren wurden mehr als 600 verschiedene Metall-organische Substanzen entwickelt.	Hohe Kapazität zur Adsorption von CO ₂ . Geringer Wärmebedarf für die Trennung des CO ₂ vom Bindemittel.	Die Stabilität der Substanzen gegenüber Rauchgas unter Prozessbedingungen muss noch getestet werden. Die Auswirkungen von Unreinheiten im Rauchgas auf die Strukturen müssen noch erforscht werden.	Die Forschungsaktivitäten des U.S.-Energieministeriums (DOE) werden durch die University of Phoenix (UOP) geleitet. Die UOP hat unter anderem ein Modell zur Identifizierung jener metall-organischen Substanzen entwickelt, die den technischen und ökonomischen Anforderungen des DOE am ehesten entsprechen.

Prozess	Prozessbeschreibung	Vorteile	Nachteile	FuE-Aktivitäten
Membran-Verfahren				
Polymer basierte, keramische, Metall basierte Membranen	Das Rauchgas wird durch Membrane zur Gastrennung hindurch geführt. Poröse Membrane werden genutzt, um das CO ₂ aus dem Rauchgas abzuscheiden. Das CO ₂ wird dann durch amine Bindemittel absorbiert.	Durch die der Absorption vorhergehende Auftrennung des Rauchgases gelangen keine Unreinheiten in Kontakt mit dem Bindemittel. Auf diese Weise wird der Verbrauch an Bindemittel reduziert.	Heutige Technologien weisen schlechte Membranselektivitäten, eine geringe technologische Reife und hohe Kosten auf.	Aktuelle Forschungs- und Entwicklungstätigkeiten beschäftigen sich mit der CO ₂ -Selektivität, der Permeabilität und einer Verbesserung der Wirtschaftlichkeit von Membranen. Außerdem forschen mehrere Einrichtungen, unter anderem University of New Mexico, New Mexico Institute of Mining and Technology und Membrane Technology & Research (MTR), an alternativen Membran-Designs. In Deutschland arbeitet das Forschungszentrum Jülich an der Entwicklung von porösen und keramischen Membranen sowie an geeigneten Verfahren zur Membranherstellung.
Biologische Verfahren				
Enzym basierte Abscheidesysteme	In einem biologischen Reaktor wird das CO ₂ durch Enzyme gebunden und in Bikarbonat-Ionen umgewandelt. Das Bikarbonat kann anschließend unter anderem zu Kalkstein verarbeitet werden.	Das CO ₂ wird bei geringen Temperaturen absorbiert. Das Verfahren ist daher deutlich weniger CO ₂ -intensiv als Post-combustion Prozesse.	Das Verfahren befindet sich in einem frühen Entwicklungsstadium. Ein stabiler Betrieb über einen längeren Zeitraum und in großtechnischem Maßstab wurde noch nicht erprobt.	Das kanadische Unternehmen CO ₂ Solution entwickelt und testet in Kooperation mit Babcock and Wilcox Bakterien für die Produktion geeigneter Enzyme. Das Unternehmen Carbozyme entwickelt und testet im Labormaßstab ein Enzym basiertes Abscheideverfahren.
Algen basierte Abscheidesysteme	Das abgeschiedene CO ₂ wird Algenkulturen zugeführt, die in offenen Teichen oder geschlossenen Reaktoren gezüchtet werden. Durch Photosynthese wird das CO ₂ in Luft umgesetzt. Die Algen vermehren sich und können beispielsweise zu Biodiesel weiterverarbeitet werden.	Das CO ₂ wird in Biomasse umgesetzt, die energetisch genutzt werden kann.	Offene Teiche zur Algenkultivierung sind mit einem hohen Flächenverbrauch verbunden, geschlossene Reaktoren erfordern hohe Investitionen (Rasmussen 2008). Für die Bindung der CO ₂ -Emissionen von Kohle- und Gaskraftwerken sind sehr große Mengen an Algen erforderlich. Die Ernte der Algen zur weiteren Nutzung ist mit einem hohen Energiebedarf verbunden.	E.ON betreibt in Hamburg seit 2008 eine Pilotanlage, die CO ₂ in eine speziell entwickelte Mikroalge umsetzt. Die Kosten der Pilotanlage (1 Mio. EUR) werden zu jeweils 50 Prozent von E.ON und der Stadt Hamburg getragen. RWE untersucht in Zusammenarbeit mit der Jacobs-University Bremen und dem Forschungszentrum Jülich die Algenproduktion mit Hilfe der Düngung mit CO ₂ -haltigem Rauchgas. Die Hochschule Lausitz (FHL) entwickelt im Auftrag von Vattenfall Europe ein Konzept für eine Algenzucht-Anlage. Ziel des Projekts ist es, auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse eine Pilotanlage am Heizkraftwerk Senftenberg zu bauen. Dabei soll CO ₂ aus dem Rauchgas des Kraftwerks durch Algen mittels Photosynthese in organische Verbindungen umgewandelt werden (Vattenfall Europe 2009c). Zwei kanadische Unternehmen, Trident Exploration und Menova Energy, entwickeln seit 2007 ein neues Reaktormodell für die CO ₂ -Abscheidung auf Algen-Basis (Green Car Congress 2007). Das Unternehmen BioProcessAlgae hat im Mai 2009 vom U.S.-Bundesstaat Iowa 2,1 Mio. \$ für die Entwicklung eines Bioreaktors erhalten, der die CO ₂ -Emissionen einer Ethanolanlage zur Algenproduktion nutzt.

Quelle: Herzog et al. 2009, Figueroa et al. 2008, EPRI 2007

RWE entwickelt die Post-combustion Variante insbesondere als Option für die Nachrüstung bestehender Kraftwerke. Im August 2009 hat RWE eine Pilotanlage zur CO₂-Wäsche am Kraftwerksstandort Niederaußem in Betrieb genommen. Die Anlage soll 300 kg CO₂ pro Stunde abtrennen und eine Abscheiderate von 90 Prozent erzielen. Das Projekt wird gemeinsam mit Linde und BASF durchgeführt (Ewers 2008) und zu 40 Prozent vom Bundeswirtschaftsministerium bezuschusst. Für das gesamte Vorhaben hat RWE ein Budget von rund 80 Mio. EUR eingeplant (Spiegel Online 2009). Neben der deutschen Pilotanlage ist RWE an der Entwicklung von zwei Pilotanlagen zur CO₂-Abscheidung aus dem Kraftwerksrauchgas in den USA beteiligt. Die Anlagen haben Kapazitäten von 3 MW_{el} bzw. 20 MW_{el} und werden unter der Federführung des Electric Power Research Institutes (EPRI) bzw. von American Electric Power (AEP) errichtet.

Vattenfall Europe beabsichtigt am bestehenden Braunkohlkraftwerk Jämschwalde in der Lausitz einen Kessel mit einem Post-combustion Verfahren nachzurüsten. Das Kraftwerk besteht aus zwei Kesseln mit einer Kapazität von jeweils 250 MW_{el}. Erste Machbarkeitsstudien haben bereits begonnen. Die Inbetriebnahme ist für 2015 avisiert (Vattenfall Europe 2009a).

3.1.2 Pre-combustion Verfahren

In diesem Verfahren wird der Brennstoff durch Vergasung in ein Synthesegas umgewandelt, das hauptsächlich aus Kohlenstoffmonoxid (CO), Wasserstoff (H₂) und CO₂ besteht. In einem Shift-Reaktor wird der CO-Anteil des Synthesegases verringert, so dass ein Gas mit einer deutlich höheren CO₂-Konzentration als im Rauchgas konventioneller Kraftwerke entsteht. Das CO₂ kann mit deutlich weniger Energieaufwand als in Post-combustion Verfahren abgetrennt werden. Trotz der vergleichsweise effizienten Abscheidemethode stehen Pre-combustion Verfahren in jüngster Zeit weniger stark im Fokus der FuE-Aktivitäten, da die Verbreitung von IGCC-Kraftwerkstechnologien unter anderem aufgrund hoher Investitionskosten noch nicht über einzelne Demonstrationsanlagen hinausgekommen ist und in Entwicklungsländern beim Neubau von Kohlekraftwerken vorrangig auf konventionelle Verbrennungsprozesse gesetzt wird (Herzog et al. 2009). In Deutschland beabsichtigte RWE, bis zum Jahr 2015 ein IGCC-Kraftwerk mit CO₂-Abscheidung zu errichten. Die avisierte Bruttoleistung des Kraftwerks beträgt 450 MW_{el}, die Nettoleistung liegt bei 330 MW_{el}. Pro Jahr sollen ca. 2,6 Mio. t CO₂ abgeschieden werden (Ewers 2008). Die weitere Planung wurde jedoch im November 2009 gestoppt (siehe Kapitel 2.1.1).

Aktuelle Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten auf dem Gebiet Pre-combustion beschäftigen sich vor allem mit der Entwicklung *neuer physikalischer Bindemittel* wie Lithium-Silikat oder alternativen Verfahren wie *Membransystemen* oder *Chemical Looping Combustion (CLC)*. Bei letzteren wird zur Oxidation des Brennstoffes nicht Sauerstoff, sondern Metalloxid eingesetzt. Auf diese Weise wird ein direkter Kontakt zwischen dem Brennstoff und der Luft für die Verbrennung vermieden, um einen konzentrierten CO₂-Strom zu erzeugen. Das Verfahren wird

gegenwärtig insbesondere von europäischen Akteuren wie Alstom und der schwedischen Chalmers University verfolgt.

Tab. 3-2 zeigt eine detaillierte Charakterisierung verschiedener Ansätze dieses Verfahrens.

3.1.3 Oxyfuel Verfahren

Bei Oxyfuel Verfahren wird zur Verbrennung des Brennstoffes nahezu reiner Sauerstoff (mehr als 95 Prozent) anstelle von Luft verwendet. Auf diese Weise wird die CO₂-Konzentration im Rauchgas auf bis zu 80 Prozent erhöht, so dass das CO₂ durch einfaches Auskondensieren abgeschieden werden kann. Oxyfuel Verfahren werden als vielversprechende Alternative zu Post- und Pre-combustion Prozessen betrachtet, befinden sich jedoch noch in einem frühen Entwicklungsstadium. Bislang liegen kaum verlässliche Wirtschaftlichkeitsanalysen vor.

In Deutschland engagiert sich insbesondere Vattenfall Europe auf dem Gebiet der Oxyfuel Technologie. Im September 2008 hat das Unternehmen am Standort Schwarze Pumpe im brandenburgischen Spremberg die weltweit erste Pilotanlage (30 MW_{th}) für die Braunkohleverbrennung nach dem Oxyfuel Verfahren in Betrieb genommen. Die Kosten der Anlage belaufen sich auf rund 70 Mio. Euro (Vattenfall Europe 2009b). Darüber hinaus führt Vattenfall Europe Machbarkeitsstudien für die Installation eines 250 MW_{el} Oxyfuel Kraftwerks am Kraftwerksstandort Jämschwalde in der Lausitz durch. Der Oxyfuel Kessel soll einen konventionellen Kessel ersetzen und im Jahr 2015 in Betrieb genommen werden (Vattenfall Europe 2009a).

Aktuelle Forschungs- und Entwicklungsarbeiten, unter anderem von Babcock & Wilcox, zur Oxyfuel Technologie beschäftigen sich mit energieeffizienten Methoden zur Produktion des erforderlichen Sauerstoffes. Derzeit werden für diesen Zweck kryogene Luftzerlegungsverfahren eingesetzt, die jedoch sehr energie- und kostenintensiv sind. Sie verursachen etwa 33 Prozent der Investitionsaufwendungen und 67 Prozent des Strombedarfs einer Oxyfuel Anlage (ENCAP 2009). Alternative Optionen zur Sauerstoffproduktion sind *keramische Membransysteme* und *Molekularsiebe* oder die *Adsorption von Sauerstoff*. Dabei wird das Mineral Perowskit, ein Calcium-Titan-Oxid (CaTiO₃), zur Adsorption und Speicherung des Sauerstoffes verwendet. Derzeit baut Linde mit Unterstützung des U.S.-Energieministeriums in den USA eine entsprechende Pilotanlage mit einer Produktionsleistung von 0,7 Tonnen Sauerstoff pro Tag. Außerdem untersucht Linde in Kooperation mit Alstom die Wirtschaftlichkeit des Verfahrens.

Tab. 3-3 zeigt eine detaillierte Charakterisierung verschiedener Ansätze dieses Verfahrens.

Tab. 3-2 Neue Entwicklungen bei Pre-combustion Verfahren

Prozess	Prozessbeschreibung	Vorteile	Nachteile	Projekte / Lizenzierte Verfahren
Neuartige physikalische Bindemittel	Das Research Triangle Institute (RTI) entwickelt derzeit ein Bindemittel auf der Basis von Lithium-Silikat (Li ₄ SiO ₄) für die Abscheidung von CO ₂ bei hohen Temperaturen und hohen Drücken.	Die Leistungsfähigkeit des Bindemittels wird durch hohe Temperaturen, Drücke von 0-20 Bar, CO ₂ -Konzentrationen von 2-20 Prozent sowie Unreinheiten des Synthesegasstroms nicht negativ beeinflusst.	Das Verfahren wurde noch nicht in großtechnischem Maßstab getestet. Derartige Test sind jedoch in Planung.	Im Jahr 2007 hat RTI das Verfahren erfolgreich im Labormaßstab getestet. Bis 2010 soll eine Pilotanlage mit einer täglichen Abscheideleistung von 1 Tonne CO ₂ in Betrieb gehen, 2013 eine großtechnische Demonstrationsanlage mit einer Abscheidekapazität von 100 Tonnen/Tag (Gupta 2009).
Polymer basierte Membransysteme	Das Verfahren basiert auf den unterschiedlichen Permeabilitäten der Synthesegasbestandteile. Das Synthesegas wird durch mehrere polymere Membrane mit unterschiedlichen Durchlässigkeiten geleitet, so dass das CO ₂ aus dem Synthesegas abgeschieden werden kann.	Membrantechnologien erfordern keinen Phasenwechsel während des Verfahrens. Sie verursachen geringe Instandhaltungskosten	Entwicklungsstadium nahe der Kommerzialisierung, jedoch sind die Kosten noch sehr hoch.	Das U.S.-Energieministerium finanziert verschiedene FuE-Projekte zu Membranverfahren. Hierzu zählt die Entwicklung einer flüssigen Membran, die bei hohen Temperaturen stabil ist und eine hohe CO ₂ -Selektivität aufweist.
„Chemical Looping Combustion (CLC)“	Zur Oxidation des Brennstoffes werden anstelle von Sauerstoff Metalloxide oder Kalksteinbasierte Sauerstoffträger eingesetzt. Ein direkter Kontakt zwischen dem Brennstoff und der für die Verbrennung zugeführten Luft wird vermieden. Die entstehenden Verbrennungsabgase bestehen vorwiegend aus CO ₂ und Wasser. Damit wird wie beim Oxyfuel-Prozess eine einfache Abtrennung des CO ₂ nach dem Auskondensieren des Wassers möglich.	Das Verfahren erfordert keine energieintensive Produktion von Sauerstoff in Luftzerlegungsanlagen. Die hohe Konzentration von CO ₂ im Verbrennungsabgas verringert im Vergleich zu Post-combustion Systemen den Energieaufwand für die CO ₂ -Abscheidung.	Das Verfahren befindet sich in einem frühen Entwicklungsstadium und wird derzeit im Pilotmaßstab erprobt. Das Verfahren ist bislang nur für gasförmige Brennstoffe geeignet. Feste Brennstoffe wie Kohle müssen vorab vergast werden.	Das Verfahren wurde 2004 in einer 10 kW _{th} Pilotanlage der Chalmers University in Göteborg in über 100 Betriebsstunden getestet. Alstom entwickelt und testet derzeit in Kooperation mit der Chalmers University ein Kalksteinbasierte CLC-Verfahren für neue und bestehende Kohlekraftwerke (Andrus 2009). An der Technischen Universität Darmstadt wird derzeit eine 1 MW _{th} Testanlage errichtet, um die technische Umsetzbarkeit von CLC in Kohle befeuerten Anlagen zu prüfen (Epple et al. 2008). Im Rahmen des ENCAP-Projekts werden verschiedene Reaktorkonzepte und Sauerstoffträger getestet, um das Verfahren sowohl für gasförmige als auch feste Brennstoffe nutzbar zu machen (ENCAP 2009).

Quelle: eigene Darstellung

Tab. 3-3 Neue Entwicklungen bei Oxyfuel Verfahren

Prozess	Prozessbeschreibung	Vorteile	Nachteile	Projekte / Lizenzierte Verfahren
Optimierte Verfahren zur kryogenen Luftzerlegung	Das Oxyfuel Verfahren nutzt anstelle von Luft reinen Sauerstoff zur Verbrennung des Brennstoffes. Es entsteht ein Rauchgas, das hauptsächlich aus CO ₂ und Wasserdampf besteht. Die meist genutzte Methode zur Sauerstoffherstellung ist die kryogene Luftzerlegung (Destillation), bei der der Sauerstoff von den übrigen Gasbestandteilen der Luft separiert wird.	Oxyfuel Verfahren können im Gegensatz zu Pre-combustion Systemen an neuen und bestehenden konventionellen Kraftwerken eingesetzt werden. Luftzerlegungsverfahren werden in verschiedenen Industriesektoren bereits in großtechnischem Maßstab genutzt.	Im Vergleich zu Post- und Pre-Combustion Verfahren befindet sich die Oxyfuel Route in einem frühen Entwicklungsstadium. Luftzerlegungsverfahren sind sehr Kosten und Energie intensiv. Sie verursachen ca. 67% des Strombedarfs von Oxyfuel Prozessen und verschlechtern daher die Wirtschaftlichkeit des Verfahrens.	Babcock & Wilcox arbeitet an einem wirtschaftlichen Oxyfuel Verfahren, das für die Nachrüstung an bestehenden Anlagen geeignet ist (Figueroa et al. 2008). Alstom Power arbeitet an einem optimierten Kesseldesign für die Verbrennung mit reinem Sauerstoff. Die Linde AG und Vattenfall Europe Technology Research sind im September 2008 eine Technologiepartnerschaft zur Entwicklung der Oxyfuel Technologie auf Basis von Braunkohle eingegangen. Zu diesem Zweck wurde eine Pilotanlage in der Lausitz in Betrieb genommen. Die Luftzerlegungstechnologie wird von Linde gestellt. Im Jahr 2015 soll ein 250 MW _{el} Oxyfuel Demonstrationskraftwerk am Standort Jämschwalde in der Lausitz in Betrieb genommen werden (Vattenfall Europe 2009b). Es wird derzeit intensiv an einer effizienteren Gestaltung von Luftzerlegungsanlagen geforscht. Beispielsweise arbeiten einige Industriegasproduzenten an einer Optimierung von Wärmetauschern, Hochleistungskompressoren und Steuerungssystemen (Dechema 2009).
Keramische Membransysteme und Molekularsiebe	Anstelle kryogener Luftzerlegung wird Luft bei hohen Temperaturen (800-900°C) durch Keramikmembrane oder Molekularsiebe geführt. Dabei wird der Sauerstoff von den übrigen Gasbestandteilen der Luft getrennt.	Die OTM-Technologie kann den Wirkungsgrad des Oxyfuel Prozesses gegenüber Oxyfuel Verfahren auf Basis kryogener Luftzerlegung um 4,6% erhöhen (Hassel et al. 2008).	Die Technologie ist in einem frühen Entwicklungsstadium und wurde noch nicht in großtechnischem Maßstab erprobt.	Am weitesten entwickelt im Sinne einer kommerziellen Nutzung ist das „Ionen-Transportmembransystem (ITM)“ von Air Products and Chemicals. Dieses basiert auf patentierten Hochtemperatur-Keramikmembranen. Air Products betreibt seit 2005 eine Pilotanlage, in diesem Jahr soll eine weitere Anlage in Betrieb gehen (Dechema 2009). Praxair hat ebenfalls ein Transportmembransystem entwickelt. Derzeit arbeitet das Unternehmen an der Integration der einzelnen Prozesskomponente sowie der Brennstoffflexibilität des Verfahrens. Die FuE-Aktivitäten werden mit 5,4 Mio. U.S.-\$ vom U.S.-Energieministerium gefördert (Hassel et al. 2008).
„Ceramic Autothermal Recovery“ (CAR)“	Luft wird bei hohen Temperaturen einem Festbettbehälter zugeführt, der mit Pellets aus Perowskit (CaTiO ₃) gefüllt ist. Sauerstoff wird auf der Oberfläche des Perowskits absorbiert und gespeichert.	Die Adsorption von Sauerstoff an Perowskit verläuft exotherm und benötigt daher keine oder nur geringe Wärmezufuhr. Laut einer ersten Wirtschaftlichkeitsanalyse von Linde und Alstom ist das CAR-Verfahren leistungsfähiger und kostengünstiger als kryogene Verfahren zur Luftzerlegung (Dechema 2009).	Das Verfahren befindet sich in einem frühen Entwicklungsstadium und wurde noch nicht großtechnisch eingesetzt. Probleme hinsichtlich der Leistungsfähigkeit und Kosten des Perowskits sowie dessen Verhalten gegenüber Verunreinigungen bedürfen der Lösung (Dechema 2009).	Das Verfahren wurde in den vergangenen zwei Jahren von Linde mit der Unterstützung des U.S.-Energieministeriums weiterentwickelt. Linde baute eine Pilotanlage für 0,7t Sauerstoff/Tag, um die Technologie mit dem Western Research Institute zu erproben. Gemeinsam mit Alstom Power Plant Laboratories erarbeitete Linde eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsanalyse für eine Oxyfuel Anlage, die das CAR-Verfahren nutzt. Das Western Research Institute (WRI) testet das CAR-Verfahren in einer Pilotanlage.

Quelle: eigene Darstellung

3.2 Nachrüstung von Kraftwerken

3.2.1 Der Begriff „Capture Ready“

Man spricht allgemein von Nachrüstung, wenn bestehende Kraftwerksanlagen nachträglich um ein weiteres bekanntes oder noch zu entwickelndes Bauteil ergänzt werden, um eine gewünschte zusätzliche Aufgabe erfüllen zu können, ohne jedoch die Funktion der bestehenden Anlage wesentlich einzuschränken. „Zu berücksichtigen sind dabei neben unvermeidlichen (aber, soweit es geht, zu begrenzenden) Einschränkungen der Funktion in der Phase der Nachrüstung selbst (ein länger andauernder Ausfall kann mit erheblichen Kosten verbunden sein) auch solche, die sich für den regulären Anlagenbetrieb nach der Umrüstung ergeben können“ (Fischedick et al. 2006).

Betrifft die Nachrüstung eines Kraftwerks die Abscheidung von CO₂-Emissionen, spricht man entsprechend von einer CO₂-Nachrüstung. Berücksichtigt man eine zukünftig notwendig werdende CO₂-Nachrüstung bereits bei der Planung und Erstellung von Kraftwerken, bezeichnet man diese Anlagen allgemein als „capture ready“-Kraftwerke. Eine derartige Konzeption dürfte den späteren Aufwand für die Nachrüstung zumindest abmildern und einen höheren Wirkungsgrad als bei einer unvorbereiteten Nachrüstung erwarten lassen (Fischedick et al. 2006). Bei Anlagen, die nicht „capture-ready“ sind, führt die Nachrüstung von CO₂-Abscheidetechnologien entweder zu hohen Kosten und Wirkungsgradverlusten oder ist in Ermangelung ausreichender Fläche am Anlagenstandort nicht möglich. Die „capture-readiness“ ist ein zentraler Aspekt der „CCS-Richtlinie“ der EU, da nur noch solche Kraftwerke zukünftig genehmigungsfähig sind (vergleiche Kapitel 6.1.2.6).

Bislang besteht kein einheitliches Verständnis des Begriffs „capture-ready“. Die meist zitierte Definition stammt von der Internationalen Energieagentur (Irons et al. 2007). Zur Erreichung des Status „capture-ready“ müssen demnach folgende Voraussetzungen erfüllt werden:

- **Flächenvorhaltung:** Es sollten nicht nur die zusätzliche Ausrüstung mit Wäschern, CO₂-Verdichtern, Sauerstoffproduktionsanlagen usw. berücksichtigt, sondern gegebenenfalls ein komplettes Ergänzungskraftwerk eingeplant werden, um die durch die Nachrüstung auftretenden Wirkungsgradverluste ausgleichen zu können.
- **Identifikation von Transportrouten:** Dies erfordert in einem ersten Schritt die Prüfung möglicher CO₂-Lagerstätten, ihrer Kapazitäten und der Entfernungen zum Kraftwerk. In einem zweiten Schritt sollen mögliche Transportrouten geprüft werden. Werden Pipelines vorgesehen, müssen mögliche Hindernisse im Hinblick auf die Erlangung der Wegrechte sowie eine Akzeptanzanalyse geprüft werden. Im Falle des Schifftransports sollten die Machbarkeit, Sicherheit und Akzeptanz von onshore-Zwischenspeichern und Verladestellen untersucht werden.
- **Lagerstätten:** Die endgültige Festlegung von Rahmenbedingungen für die Identifikation und Qualifizierung von Lagerstätten wird der Politik vorbehalten. Laut IEA ist es auf der einen Seite denkbar, nur den Nachweis eines

Lagerstätten-Reservoirs mit genügend großer Kapazität führen zu müssen; auf der anderen Seite könnte es erforderlich werden, eine detaillierte geologische Analyse durchzuführen und frühzeitig eine Option auf eine bestimmte Lagerkapazität abzuschließen, um zu vermeiden, dass der avisierte Bereich anderweitig genutzt wird.

- **„Pre-Investments“:** Für die verschiedenen Abscheiderouten werden eine Vielzahl von Pre-Investments aufgelistet und ökonomisch bewertet. Zur Kalkulation und Bewertung von Pre-Investments stellt die IEA Mitgliedsländern des Greenhouse Gas Programmes ein Tool zur Verfügung.

Eine Studie von Ecofys und MVV Consulting (Graus et al. 2008) untersucht im Rahmen einer Fragebogenaktion unter Kraftwerksbetreibern, wie viele der bestehenden und geplanten fossil befeuerten Kraftwerke in der Europäischen Union „capture ready“ sind. Die Studie betrachtet lediglich Gas- und Kohlekraftwerke mit Kapazitäten größer 300 MW. Dies beinhaltet ca. 260 Kraftwerke mit einer Gesamtkapazität von 200 GW bzw. 25 Prozent der europäischen Stromerzeugungskapazität. An der Fragebogenaktion beteiligten sich insgesamt 31 Betreiber von im Bau befindlichen und geplanten Gaskraftwerken sowie 16 Betreiber von im Bau befindlichen und geplanten Kohlekraftwerken. Abb. 3-2 stellt den Anteil von „capture ready“-Anlagen bei den von der Umfrage erfassten aktuell geplanten und im Bau befindlichen Gas- und Kohlekraftwerken dar. Zu 118 geplanten bzw. derzeit gebauten Gaskraftwerken und 48 Kohlekraftwerken liegen keine Informationen vor. Es wird deutlich, dass der Großteil der geplanten bzw. im Bau befindlichen Gaskraftwerke nicht als „capture ready“ ausgelegt wird. Bei den erfassten Kohlekraftwerken werden die Anforderungen der CCS-Technologie stärker berücksichtigt (13 von 16 erfassten Kraftwerken). In beiden Fällen ist die Aussagekraft der Befragung wegen der hohen Zahl an Kraftwerksprojekten, zu denen keine Informationen vorliegen, jedoch begrenzt.

In der Studie werden Kraftwerke als „capture-ready“ eingestuft, wenn sie folgende Bedingungen erfüllen (Graus et al. 2008):

- Durchführung einer Machbarkeitsstudie für die Nachrüstung von CO₂-Abscheidetechnologien,
- Verfügbarkeit von ausreichend Fläche für die erforderliche CCS-Technologie während des Baus und des Betriebs der Anlage,
- Bewertung der im Falle einer Nachrüstung anzupassenden Anlagenbestandteile,
- Bewertung möglicher Vorabinvestitionen,
- Bewertung der in Frage kommenden Lagerstätte und einer geeigneten Transportroute zur Lagerstätte.

Die angewandten Kriterien sind folglich weitgehend deckungsgleich mit den oben aufgeführten Punkten. Abb. 3-2 illustriert das Verhältnis von „capture-ready“-Kraftwerken und solchen Kraftwerken, die nicht für eine Nachrüstung ausgelegt sind. Dabei wird deutlich, dass die Vorbereitungen für Nachrüstungen bei Kohlekraftwerken deutlich weiter gediehen sind als bei Gaskraftwerken.

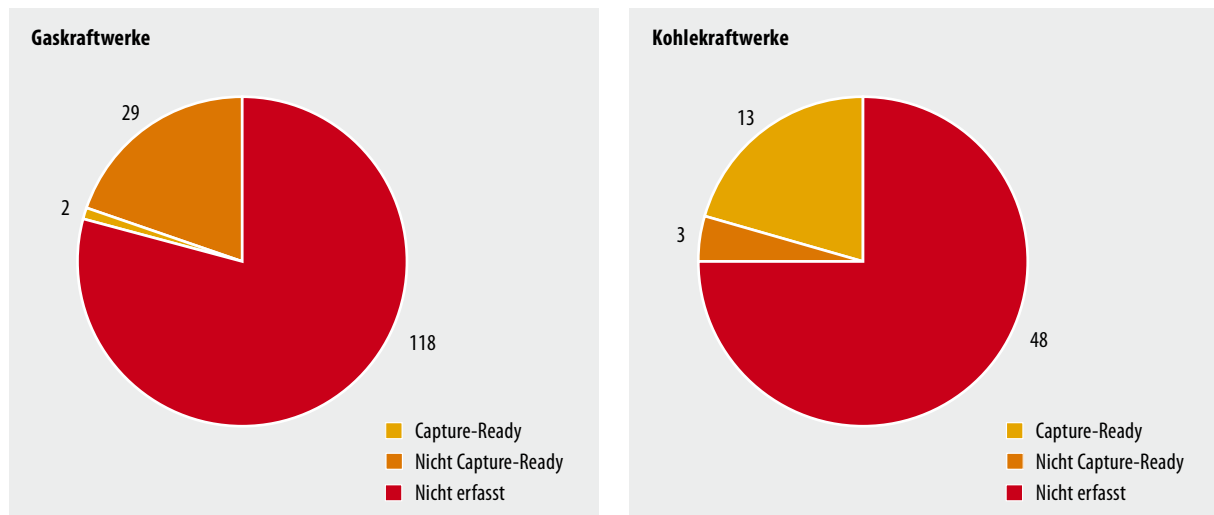


Abb. 3-2 Anzahl der erfassten in Bau befindlichen und geplanten „capture-ready“-Kraftwerke in der EU

Quelle: Nach Graus et al. 2008

In Deutschland hat der TÜV NORD „einen verbindlichen Anforderungskatalog für Carbon Capture Readiness“ entwickelt. Die Anforderungen für eine „Carbon-Capture-Ready“-Zertifizierung sind im TÜV NORD Climate Change Standard TN-CC 006 zusammen gefasst und sollen eine „eindeutige Begriffsdefinition“ bieten (TÜV NORD CERT 2008). Diese ist allerdings derzeit weder in Deutschland noch im Ausland abgestimmt, und auch die Zertifizierung ist freiwillig, da bisher rechtlich nicht erforderlich. Die Zertifizierung bezieht sich daher auch nur auf Planungen von Kraftwerken. Dabei muss unter anderem nachgewiesen werden, dass

- der Standort generell geeignet ist, um das Kraftwerk bis 2020 nachzurüsten zu können, und dass eine entsprechende Fläche vorgehalten wird;
- für eine spätere Nachrüstung schon umgesetzte Anpassungen des Kraftwerks sich nicht negativ auf den Wirkungsgrad auswirken, und
- zum Transport und zur langfristigen und des abgetrennten CO₂ ein standortspezifisches Konzept vorgelegt wurde.

Im Jahr 2008 sind als erstes zwei Kraftwerksplanungen von E.ON (Wilhelmshaven und Antwerpen) mit dem Zertifikat ausgezeichnet worden (BSOZD 2008).

3.2.2 Maßnahmen für und Auswirkungen von Nachrüstungen zur CO₂-Abscheidung

Je nach Abscheideverfahren ergeben sich unterschiedliche Anforderungen an eine mögliche Nachrüstung. Tab. 3-4 fasst zusammen, welche einzelnen Schritte bei den verschiedenen Verfahren durchgeführt werden müssen.

Unabhängig von den gewählten Abscheiderouten können folgende generelle Auswirkungen von Nachrüstungen festgestellt werden:

- **Wirkungsgrad:** Die Effizienz von „capture ready“-Anlagen ist generell niedriger als die mögliche Effizienz von Neuanlagen mit CO₂-Abscheidung. In einer Studie für das Land Nordrhein-Westfalen wurde nach Absprache

mit Energieversorgern ein zusätzlicher Wirkungsgradverlust bei der Nachrüstung von 1-2 Prozentpunkten angenommen (WI 2009).

- **Erhöhte Investitionsaufwendungen:** Die Nachrüstung führt zu erhöhten Investitionsaufwendungen, die zudem über eine kürzere Zeitspanne als über die Gesamtlebensdauer des Kraftwerks abgeschrieben werden können. Eine CO₂-Nachrüstung ist daher nur bei einer ausreichenden Restlebensdauer der Anlage sinnvoll.

- **Umrüstphase:** Während der Umrüstphase müssen die betroffenen Kraftwerke vorübergehend außer Betrieb genommen werden. Sie können in diesem Zeitraum folglich keine Einnahmen erzielen.

- **Zusätzlicher Flächenbedarf:** Es müssen sowohl auf dem Kraftwerksgelände als auch innerhalb der Anlage Flächen vorgehalten werden, um die CO₂-Abscheideanlagen integrieren zu können oder notwendige Umbauten zu ermöglichen. Schätzungen gehen von 50 Prozent zusätzlicher Fläche bei Erdgas-GuD-Anlagen und bis zu 200 Prozent bei konventionellen Kohlekraftwerken aus (Fischedick et al. 2006).

In einem vom Forschungsverbund ef.Ruhr von 2007 bis 2009 durchgeführten Projekt mit dem Titel „Analyse zur Nachrüstung von Kohlekraftwerken mit einer CO₂-Rückhaltung“ wurde analysiert, wie Kohlekraftwerke für eine Nachrüstung mit CO₂-Abscheidung geplant werden müssen. Das Projekt hat den Einfluss verschiedener Konzepte nachgerüsteter CO₂-Wäschen auf den Kraftwerksbetrieb am Beispiel des „Steinkohle-Referenzkraftwerks NRW“ simuliert. Außerdem wurden verschiedene Ansätze zur CO₂-Abtrennung sowie dessen Aufbereitung, Verflüssigung und Transport untersucht. (ef.ruhr 2009)

Parallel zu diesem technisch ausgerichteten Projekt wurden vom Wuppertal Institut in einer Studie (WI 2009) analysiert, welche Kraftwerke in Nordrhein-Westfalen generell für eine CO₂-Nachrüstung in Frage kämen, wie sich eine CCS-Strategie auf die Klimabilanz des Landes auswirken würde und welche Infrastruktur für Transport und Lagerung benötigt würde (siehe auch Kapitel 10.7).

Post-Combustion	<ul style="list-style-type: none"> Installation einer CO₂-Gaswäsche Installation einer CO₂-Verflüssigungsanlage Anschlüsse für Wärmeauskopplung zur Regenerierung des Waschmittels Optimierung des Kühlsystems Vorkehrungen für Wärmerückgewinnung bei CO₂-Abscheidung und -verflüssigung Anlagen zum Abtransport des verflüssigten CO₂ Optimierung der Rauchgasentschwefelungsanlage zur Minimierung des SO₂-Gehalts im Rauchgas Anpassung des Leitungssystems Vorkehrungen für einen größeren Stromeigenbedarf des Kraftwerks Größerer thermischer Energiebedarf in Form von Kälte
Pre-Combustion *)	<ul style="list-style-type: none"> Installation eines Erdgasreformers Installation einer CO₂-Gaswäsche vor der Gasturbinenbrennkammer Umrüstung der Gasturbinenbrennkammer auf den Einsatz von H₂ als Brennstoff Installation einer CO₂-Verflüssigungsanlage Anlagen zum Abtransport des verflüssigten CO₂
Oxyfuel	<ul style="list-style-type: none"> Installation einer Luftzerlegungsanlage Installation einer CO₂-Verflüssigungsanlage Umrüstung oder Ersatz des vorhandenen Dampferzeugers Steigerung der Kühlleistung, um die Kondensation des Wassers aus dem Abgas zu ermöglichen Gewährleistung einer hohen Korrosionsbeständigkeit der CO₂-Pipeline gegenüber O₂- und SO₂-Bestandteilen im verflüssigten CO₂
*) Nachrüstung bestehender Erdgas-GuD-Kraftwerke	

Tab. 3-4 Durchzuführende Maßnahmen bei verschiedenen CO₂-Abscheideverfahren
Quelle: Fishedick et al. 2006

Analyse von Möglichkeiten der CO₂-Verwendung

4.1 Stoffliche Verwertung von CO₂

Im Folgenden wird zunächst eine Übersicht über die stofflichen Verwertungsmöglichkeiten von CO₂ gegeben.

Chemiestoffe/Kohlenwasserstoffe: CO₂ ist heute bereits ein Ausgangsstoff zur Herstellung von verschiedenen Wertstoffen, beispielsweise Methanol als Chemierohstoff, oder Endprodukten wie Urethane, Tenside und Harnstoff. Von den aufgeführten Endprodukten hat Harnstoff das insgesamt höchste Marktvolumen. Weltweit besteht ein jährlicher Bedarf von rund 90 Mio. Tonnen. Anorganische und organische Karbonate sind mit einem jährlichen Bedarf von insgesamt etwa 10 Mio. Tonnen zu beziffern. Zusätzliche 10 Mio. Tonnen Marktvolumen hat Polyurethan (IPCC 2005). Im Vergleich dazu betrugen alleine die energiebedingten CO₂-Emissionen weltweit 31 Mrd. t und in Deutschland 790 Mio. t (BMW 2008b).

Technische Arbeitsmittel: Auch als technisches Arbeitsmittel, zum Beispiel zur chemischen Reinigung, in Feuerlöschern, Spraydosen oder Kühlgeräten kommt Kohlendioxid schon heute zum Einsatz. Dieses Potenzial könnte sehr kurzfristig durch abgeschiedenes CO₂ aus Kohle verstromenden Energieanlagen oder anderen CO₂-emittierenden Industrieanlagen ersetzt werden. Allerdings ist das Marktpotenzial im Vergleich zur anfallenden Menge von CO₂ aus Kraftwerksprozessen sehr gering. Zudem handelt es sich dabei zum großen Teil um Prozesse mit nur geringer Verweildauer, da das CO₂ sehr schnell wieder frei gesetzt wird. Der weltweite Bedarf für die tech-

nische Nutzung liegt laut (IPCC 2005) bei etwa 10 Mio. Tonnen.

Lebensmittel: Im Lebensmittelbereich wird CO₂ vor allem als Kohlensäure für Getränke oder zur Wasserneutralisation eingesetzt. Die Substitutionsmöglichkeiten mit abgeschiedenem CO₂ sind vom Volumen her fast vernachlässigbar. Die Reinheitsauflagen und die Bindungsdauer sprechen zudem gegen diesen Pfad. Allerdings spricht für diese Ansätze, die natürlichen unterirdischen CO₂-Vorkommen nicht anzuzapfen, um alle unnötigen Zusatzemissionen zu vermeiden. Weltweit kommen jährlich in der Lebensmittelindustrie etwa 8 Mio. t CO₂ zum Einsatz (IPCC 2005).

In Abb. 4-1 sind die CO₂-Verwertungsmöglichkeiten und in der Tab. 4-1 im Vergleich dazu die derzeitigen globalen industriellen Anwendungen von CO₂ zusammengefasst dargestellt. Danach ist der heutige Einsatzbereich von CO₂ vergleichsweise gering.

Schätzungen gehen bisher davon aus, dass prinzipiell zwischen deutlich weniger als ein und maximal bis zu fünf Prozent des derzeit anfallenden CO₂ in Produktkreisläufe eingebunden werden könnte (IPCC 2005, Plass 2002). Der gesamte industrielle Bedarf an CO₂ summiert sich heute danach weltweit auf rund 115 Mio. Tonnen CO₂/a (davon gehen etwa 72 Prozent (65 Mio. t) in die Harnstoffproduktion). Dies entspricht etwa 0,5 Prozent der energiebedingten jährlichen CO₂-Emissionen weltweit. Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass das CO₂ bei

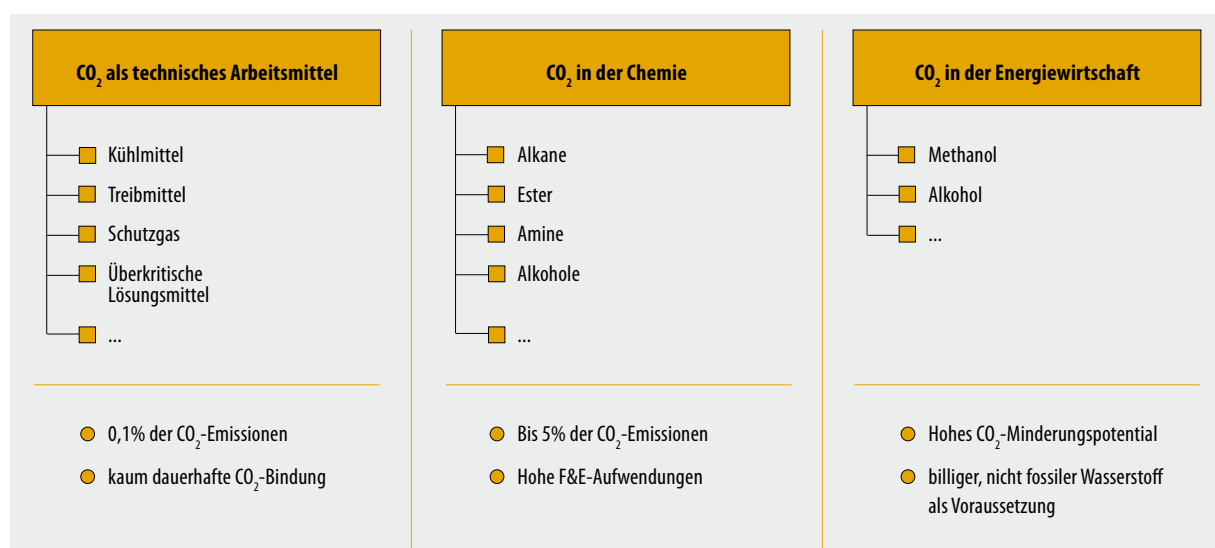


Abb. 4-1 Auflistung der technischen, chemischen und energiewirtschaftlichen CO₂-Verwertungsmöglichkeiten

Quelle: Plass 2002

der stofflichen Verwendung nicht dauerhaft gebunden wird. Die „Bindungszeiten“ variieren zwischen einigen Wochen (zum Beispiel Methanol) und einigen Dekaden (zum Beispiel einzelne Kunststoffe). Zudem muss die Energie- und Emissionsminderungsbilanz bei der Einbindung von abgetrenntem CO₂ (mit dem damit verbundenen Energieaufwand) nicht zwingend günstiger sein im Verhältnis zu der herkömmlichen Art der Einbindung von Kohlenstoff als „feedstock“ in den chemischen Prozess.

Bei dem in Abb. 4-1 genannten maximalem Potenzial von fünf Prozent beziehen sich die Annahmen auf bislang gängige Verfahren und Einsatzbereiche. Der Einsatz von CO₂ als „Rohstoff“ würde sich, wie später noch im Zusammenhang mit der Methanolsynthese dargestellt wird, in dem Augenblick, wo zum Beispiel „billiger, nicht fossiler Wasserstoff“ oder andere Reduktionsmittel zur Verfügung stehen, wesentlich anders darstellen und damit das Weiterverwendungspotenzial erhöhen. So könnten Kunststoffe in deutlich größerem Umfang als bislang eingesetzt werden und andere Werkstoffe zum Beispiel im Metallbereich substituieren (unter anderem für die Herstellung von Autokarosserien).

Tab. 4-1 Derzeitige globale industrielle Anwendungen von CO₂ (nur Produkte und Anwendungen im Megatonnen-Bereich, Zahlen beinhalten große Unsicherheiten)

	Gesamtes Marktvolumen	CO ₂ -basiertes Marktvolumen	
	Mt/a	Mt/a	%
Harnstoff	90	65	72
Methanol (zusätzlich zu CO)	24	< 8	<33
Anorganische Karbonate	8	3	38
Organische Karbonate	2,6	0,2	8
Polyurethane	10	< 10	<100
Technische Nutzung	10	10	100
Lebensmittelindustrie	8	8	100

Quelle: IPCC 2005

Im Folgenden werden einige Beispiele für zukünftig zusätzlich mögliche Verwendungsmöglichkeiten gegeben:

Kunststoffe: Sie bestehen aus Makromolekülen, also langen Kohlenstoffketten, die als weitere Elemente Wasserstoff, Sauerstoff, Stickstoff sowie Schwefel enthalten können. Diese Makromoleküle können durch Synthese aus kleineren Molekülen oder durch chemische Umwandlung aus Naturprodukten hergestellt werden.

Etwa vier Prozent der Erdölprodukte aus Raffinerien dienen heute der Herstellung von synthetischen Kunststoffen (n-21 2010). Nach der Zerlegung des Öls in kurzkettige Kohlenwasserstoffe werden diese bei der Kunststoffsynthese zu möglichst langen Kohlenstoffketten zusammengefügt. Statt aus Rohöl können die als Grundstoff dienen-

den kurzkettigen Kohlenwasserstoffe aus CO₂ erzeugt werden. Bei dieser stofflichen Verwertung von CO₂ besteht allein bei der Umwandlung des CO₂ in unterschiedliche Kohlenwasserstoffe noch Entwicklungsbedarf.

Erste Forschungserfolge gibt es bei der Kunststoffherstellung aus Naturprodukten unter Verwendung von CO₂. Ein Beispiel ist die Kunststoffherstellung mittels Limonen: Die Cornell-Universität in Ithaka hat im Labormaßstab ein katalytisches Verfahren entwickelt, bei dem aus CO₂ und einem Stoff namens Limonen, der in Orangenschalen vorkommt, ein stabiler Kunststoff erzeugt wird, der dem Polystyrol ähnelt. Verfahren wie diese befinden sich aber noch in einem frühen Entwicklungsstadium (Froboese 2007).

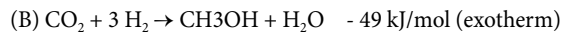
Exkurs: Innovativer Baustoff

Ein Wissenschaftler aus dem Bereich Biomineralisation, Prof. Brent Constantz aus Kalifornien, hat ein Verfahren entwickelt, mit dem er das aus Kraftwerken abgeschiedene CO₂ sowie die Abwärme für die Zementherstellung nutzt: Dabei strömen die Rauchgase aus dem Kraftwerk durch riesige Meerwassertanks. Das im Wasser gelöste Magnesium und Kalzium bildet mit dem Kohlendioxyd Karbonate und formt sich zu einem mineralischem Schlamm, der mithilfe der ansonsten ungenutzten Abwärme aus dem Kraftwerk getrocknet wird. Fraglich ist dabei immer, ob diese Verfahren auf den industriellen Maßstab übertragen werden können, ob sie wirtschaftlich lukrativ sind und wie schnell neue Entwicklungen in die bestehenden Prozesse eingebunden werden können bzw. von der jeweiligen Branche angenommen werden. (Biello 2008)

Kraftstoffe: Eine mehrfache Nutzung des C-Atoms ist nicht nur über die stoffliche Nutzung möglich. Denkbar ist unter bestimmten Voraussetzungen auch eine anderweitige Doppelnutzung des Kohlenstoffatoms, das heißt ein geringerer Ausstoß an CO₂ pro Energiemenge. Das abgeschiedene CO₂ wird dabei nicht gespeichert, sondern mit Hilfe von CO₂-frei gewonnenem Wasserstoff (zum Beispiel aus Windenergie oder wie in den USA angedacht Kernenergie) beispielsweise zu Methanol weiter verarbeitet. Das entstehende Produkt (in diesem Beispiel das Methanol) wird wieder energetisch genutzt. Verfahren zur Methanolherstellung beruhen im Wesentlichen darauf, dass der Grundstoff über einen Zwischenschritt in Synthesegase und dann in Methanol (CH₃OH) umgewandelt wird.

Synthesegase für eine Methanolsynthese, bestehend aus CO, CO₂, Wasserstoff (H₂), Restmethan sowie inerten Gasen, werden konventionell auf der Basis von Erdgas oder Kohle hergestellt. Synthesegas kann aber auch als Mischung von CO₂ und H₂ aus anderen Verfahren hergestellt werden (zum Beispiel CO₂ als Abscheideprodukt einer integrierten Kohlevergasung und H₂ auf der Basis von elektrolytischen Verfahren) und dann gezielt für die Synthese von Dimethylether (DME), synthetischem Kraftstoff (Gas-to-Liquid) oder Methanol genutzt werden.

Im Fall von Methanol als Zielprodukt kann in einem nicht-konventionellen Verfahren das nur aus CO₂ und H₂ bestehende Synthesegas in einem heterogen katalysierten Reaktionssystem in Methanol und Wasser umgewandelt werden:



In der Erforschung sind auch Verfahren, die die Methanolsynthese direkt an andere Prozesse ankoppeln. Am Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung in Stuttgart wurde beispielsweise ein integriertes Verfahren entwickelt, mit dem zum einen die CO₂-Absorption aus der Luft erfolgt und zum anderen über eine abgewandelte Form der Elektrolyse mit anschließender Synthese Methanol erzeugt wird (Specht und Bandi 2007).

Detaillierte Untersuchungen müssen noch zeigen, wie die Gesamtwirkungsgrade und damit die CO₂-Emissionen bei derartigen Verfahrensvarianten aus heutiger Sicht zu beurteilen sind und wie die Verfügbarkeit für das notwendige Hilfsmittel „klimaverträglicher Wasserstoff“ sich auf der Zeitachse und in Konkurrenz zu anderen Nutzungsmöglichkeiten darstellt.

4.2 Biologische Verfahren der CO₂-Abscheidung und Nutzung

Es gibt heute bereits eine Reihe von Überlegungen, biologische Verfahren zur Abscheidung von CO₂ bzw. zur Aufnahme von CO₂ aus der Atmosphäre zu nutzen. Dabei sind Einsatzmöglichkeiten an Land und auf den Ozeanen zu unterscheiden. Darüber hinaus sind Verfahren der mikrobiologischen Transformation von CO₂ in CH₄ (Methan) in der Erforschung.

Mikroalgen: Im Vergleich zu höheren Landpflanzen können Mikroalgen mehr als das Zehnfache an Biomasseerträgen liefern. Algen sind grundsätzlich in der Lage, CO₂ aus Rauchgasen, die ihnen zugeleitet werden, aufzunehmen. Die Rauchgase dürfen dabei CO₂-Gehalte von ungefähr 20 Prozent haben. Beim Einsatz von Mikroalgen in einem Bioreaktor würden CO₂-abgereicherte Rauchgase emittiert. Die dadurch entstandene Biomasse müsste beispielsweise über Zentrifugieren abgetrennt und weiter verwertet werden (zum Beispiel Herstellung von Biogas, Biodiesel, Bioethanol oder Biowasserstoff). Bisher werden von den etwa acht Millionen Mikroalgenspezies nur eine Handvoll für diesen Prozess genutzt.

Anlagen dieser Art würden vermutlich im Bereich kleinerer CO₂-Quellen zum Einsatz kommen, wenn dort größere Flächen oder Volumina für derartige Bioreaktoren zur Verfügung stehen. Als Energiequelle wird Sonnenlicht benötigt. Dieses Verfahren ist noch nicht ohne weiteres auf großtechnische Maßstäbe übertragbar. Technisch gesehen ist durch ein verbessertes Reaktordesign und einen optimierten Lichteintrag – etwa durch mikrostrukturierte Flächenlichtleiter – eine weitere Ertragssteigerung möglich (Ausfelder und Bazzanella 2008).

Die Anwendung von Mikroalgen kann nicht auf freiem Feld erfolgen, sondern bedarf eines geschlossenen Systems oder Bassins, in dem Wasserbedeckung und Durchmischung gewährleistet sind. Für die Beurteilung der Zweckmäßigkeit des Verfahrens ist der Netto-Energieertrag ebenso eine kritische Größe wie der Flächenbedarf. Die Stadt Hamburg hat dazu das Forschungsprojekt „Technologien zur Erschließung der Ressource Mikroalgen“ (TERM) aufgelegt. Eine Pilot-Anlage für die CO₂-Aufnahme durch Algen wurde dort Mitte 2008 in Betrieb genommen (Bensmann 2008). Das folgende Rechenbeispiel verdeutlicht das Problem des Flächenbedarfs: Nach dem Verfahren von Kerner, das in Hamburg angewandt wird, bräuchte man für ein modernes Steinkohlekraftwerk mit 1.100 MW Leistung und einem CO₂-Ausstoß von 5,4 Mio. Tonnen CO₂/a eine 21.500 Hektar große Algenfläche.

Auch RWE untersucht Mikroalgen auf ihre Fähigkeit hin, CO₂ einzubinden: In Bergheim-Niederaußem in Nachbarschaft zum dortigem Kraftwerk werden dessen Rauchgase in eine Algenproduktionsanlage geleitet, um das darin enthaltene CO₂ in Algenbiomasse umzusetzen. Die produzierte Algenbiomasse soll auf ihre stoffliche Verwertung zu Bau- oder Treibstoffen hin untersucht werden. Mit dieser Anlage können im Jahr bis 6.000 kg Algen (Trockensubstanz) produziert werden, welche dabei eine Menge von etwa 12.000 kg CO₂ gebunden haben (Beck 2008).

Enzym-Entwicklung: Für die Aufnahme von CO₂ aus der Luft durch pflanzliche Systeme ist letztendlich das Enzym Ribulosebiphosphatcarboxylase (Rubisco) verantwortlich. Bemühungen, dieses Enzym gentechnisch zu verbessern, könnten dazu führen, dass pflanzliche Systeme rascher bzw. effizienter CO₂ speichern. Dies gilt zunächst für die Wachstumsperiode. Wird die Pflanze später als Bioenergieträger genutzt, entsteht bei dem Verbrennungsprozess zwar wieder CO₂, die dabei gewonnene Energie kann jedoch als CO₂-frei eingestuft werden, da das CO₂ im nächsten Zyklus wieder aus der Luft aufgenommen wird. Bei dem genannten Verfahren kann ein Nettominderungseffekt auf der Zeitachse realisiert werden, wenn die gewonnene Biomasse großtechnisch verbrannt und das dabei entstandene CO₂ abgeschieden und gelagert wird. Kurzfristig ist für dieses Verfahren aufgrund seines Forschungsstands kein kommerzieller Einsatz zu erwarten. Als hemmender Faktor (insbesondere auch für die gesellschaftliche Akzeptanz) ist eventuell auch der Einsatz genveränderter Pflanzen zu sehen.

Mikrobiologische Transformation (Methanherstellung): Grundlagenforschungsarbeiten werden zur mikrobiologischen Transformation von CO₂ nach CH₄ durchgeführt. Sie werden unter anderem unterstützt durch das Programm „Geotechnologien“ (siehe Kapitel 2.1.1).

Aufforstung: Die mit Aufforstung bzw. vermiedener Abholzung erzielbaren CO₂-Minderungen werden in verschiedenen Untersuchungen als potenzielle Klimaschutzoption hervorgehoben. Diese Möglichkeit ist aufgrund begrenzter Flächenpotenziale im Wesentlichen auf Gebiete außerhalb Deutschlands beschränkt, um in einer nennenswerten Größenordnung wirken zu können.

Hierbei spielen zum einen die Flächenkonkurrenz und zum anderen die erst langfristig einsetzende Wirksamkeit eine Rolle. Auf die großen Waldflächen der Erde bezogen ist die Diskussion ungleich komplexer, da die Interessen der beteiligten Gruppen wesentlich vielfältiger und zudem ökologische und soziale Implikationen zu beachten sind.

Eine weitere Option ist die Begrünung von Flächen mit bisher geringer Biomassekonzentration, zum Beispiel die Aufforstung und Rekultivierung semiarider Gebiete. Ein limitierender Faktor ist hierbei allerdings die erforderliche große Menge von Süßwasser und die dabei auftretende Nutzungskonkurrenz zur Trinkwasserversorgung oder zur Bewässerung der ackerbaulich genutzten Flächen. Für eine Aufforstung in semiariden Gebieten wäre ein hoch-effizientes Bewässerungssystem sowie Maßnahmen zur Steigerung der Wasserspeicherkapazität und der Verhinderung von Bodenerosion unerlässlich (GDCh 2003).

Induktion von Eisenblüten: CO₂ kann grundsätzlich auch über künstliche Algenblüten im Ozean gebunden werden. Notwendig dafür ist eine Eisendüngung. Insbesondere in den südlichen, mit Eisenverbindungen unversorgten Ozeangebieten könnte eine Induktion von Eisenblüten für eine vermehrte CO₂-Aufnahme des Gesamtsystems Ozean sorgen. Zu klären sind unter anderem Fragen der Effizienz der Methode, sowie mögliche ökologische Folgen, insbesondere die Auswirkung auf die marinen Ökosysteme. Unter anderem hat der wissenschaftliche Beirat der London Convention auf die negativen ökologischen Folgen hingewiesen.

In einen Anfang 2009 in Zusammenarbeit mit deutschen und indischen Wissenschaftlern durchgeführtem Experiment im Atlantik (LOHAFEX) kam man zu keinem zufrieden stellendem Ergebnis. Die Algen wurden nach der durch die Eisendüngung erzeugten Blüte von Ruderfußkrebsen gefressen, anstatt wie erwartet in die Tiefe des Meeres abzusinken. Der Kohlenstoff blieb also in den Ruderfußkrebsen dicht unter der Wasseroberfläche „gebunden“ und wurde von dort relativ schnell wieder frei gesetzt werden. Neben den bisher ungeklärten ökologischen Folgewirkungen besteht also auch über die Verweildauer des so „abgetrennten“ CO₂ ein erheblicher Forschungsbedarf (AWI 2009).

4.3 Weitere Verfahren und Ansätze

Verkohlung von Biomasse: Das Max-Planck-Institut (MPI) in Potsdam verfolgt ein Verfahren der effektiven, künstlichen Verkohlung pflanzlicher Systeme unter erhöhtem Temperaturniveau und Druck und Zusatz von chemischen Substanzen, die sogenannte hydrothermale Carbonisierung (HTC). Damit kann der Kohlenstoffanteil der Biomasse extrahiert und auf ein kleines Volumen reduziert werden. Die entstehende Kohle könnte, so die Idee, zur Bodenverbesserung verwendet oder den bekannten industriellen Verwertungsschritten von Braunkohle zugeführt werden. Unter dem Schlagwort „Zauberkohle aus dem Dampfkochtopf“ wurden erste Umwandlungserfolge im Labormaßstab erzielt. Eine Gesamtsystembewertung des Verfahrens steht noch aus, aber das Thema

Biokohle wird auch noch an weiteren Hochschulen und Instituten erforscht, wie zum Beispiel an der TU Berlin, dem Potsdam Institut für Klimafolgenforschung und dem Institut für Zuckerrübenforschung in Göttingen.

Einlagerung von Bäumen: Vom Institut für Biochemie der Universität Greifswald kommt der Vorschlag, Bäume in Bergwerken anaerob (unter Sauerstoffabschluss) einzulagern und das CO₂ so über Jahrhunderte im Untergrund festzuhalten (Scholz und Hasse 2008). Im Speziellen liegen derzeit noch keine Einschätzungen darüber vor, ob die technischen Flächen- und Rohstoffpotenziale heute und zukünftig überhaupt als CO₂-Senke in signifikanter Form zur Verfügung gestellt werden können und welche sozio-ökonomischen Wechselwirkungen dabei entstehen würden.

Neue Katalyseverfahren: Viele Forschungsvorhaben im Bereich der chemischen Verfahren konzentrieren sich auf die Entwicklung neuartiger Katalysatoren, mit deren Hilfe die Spaltung von CO₂ in CO oder die Umwandlung in einen Kohlenwasserstoff gelingt. Neuerungen, die kurzfristig zur Umsetzung in großem Maßstab zur Verfügung stehen werden, sind aber derzeit noch nicht erkennbar.

Neue Werkstoffe: Französische Wissenschaftler haben unter der Leitung von Gerard Ferey, Institut Lavoisier der Université de Versailles Saint Quentin-en-Yvelines, ein Nano-Pulver entwickelt, mit dem man unter anderem CO₂ speichern kann. Es ist ihnen gelungen, mit 1 m³ der Substanz MIL-101 (metallorganische Kristalle) bei einer Temperatur von 25° Grad 400 m³ CO₂ in den Porenräumen dieses Nano-Pulvers zu speichern. Das Pulver könnte in Zukunft laut Ferey unter anderem dazu genutzt werden, die CO₂ Emissionen von Fahrzeugen aus den Abgasen herauszufiltern. Wie man mit dem „CO₂-gesättigten“ Pulver weiter verfährt, ist aber bisher noch nicht bekannt (Winter 2008).

Absorption an Minerale: Die bei natürlichen Verwitterungsprozessen vorkommende Bindung von CO₂ an Magnesiumsilikat ist eine dauerhafte Bindung des atmosphärischen CO₂ über geologische Zeiträume hinweg. Diese natürliche Reaktion verläuft exotherm und spontan, das heißt beim Einbau in das Kristallgitter wird über mehrere hundert bis tausend Jahre hinweg Energie freigesetzt. Für eine technische Anwendung muss dieser Prozess enorm beschleunigt werden. Als Ausgangsmaterial verwendet man die weltweit in großen Mengen vorkommenden Mineralien Olivin, Wollastonit und Serpentin. Diese werden mechanisch zerkleinert und thermisch behandelt. Während einer wässrigen Umsetzung werden die Metalle aus dem Kristallgitter herausgelöst und mit den Carbonationen in Lösung umgesetzt. Die Produkte und Silikate fallen dann aus dieser Lösung aus. Die thermische und mechanische Vorbehandlung bedarf allerdings bisher eines beträchtlichen Energieaufwandes, und es fallen enorme Mengen an Reaktionsprodukten an (pro Tonne CO₂ 0,66 Tonnen Quarz und 1,92 Tonnen Magnesiumcarbonat), die verbraucht werden müssten (Ausfelder und Bazzanzella 2008).

Treibende Kräfte und Haltung relevanter Gruppen

Die Entwicklung von CCS-Technologien ist neben rein technischen Faktoren abhängig von sogenannten treibenden Kräften, die durch unterschiedliche Aspekte fördernd wirken können. Zu diesen treibenden Kräften gehören im Wesentlichen der globale Klimaschutz, die jeweilige nationale Versorgungs- und Energiesicherheit, die Entwicklung des technologischen Innovationspotenzials und Exportchancen, die Anlagenbauer sowie weitere wirtschaftliche Anreize (diese wurden bereits in der RECCS-Studie näher erläutert). Solche Treiber geben vor allem langfristig Anstöße für die Entwicklung der CCS-Technologien, daher hat sich in den vergangenen zwei Jahren ihr Einfluss auf die Entwicklung der CCS-Technologien nicht grundlegend verändert.

Demgegenüber ist die Haltung relevanter Gruppen zur CO₂-Abtrennung und -Lagerung im Verlaufe der letzten drei Jahre sehr viel kompetenter und differenzierter geworden. Ein Indiz dafür erhält man durch einen Blick auf die Debatte um die Perspektiven und das Potenzial der CCS-Technologien, die sich seit Beginn des 21. Jahrhunderts kontinuierlich verbreitert und vertieft hat. Mittlerweile diskutieren nicht nur zahlreiche Experten aus Wissenschaft und Wirtschaft sowie Politiker miteinander, sondern es nehmen auch vermehrt Akteure aus anderen gesellschaftlichen Bereichen an einem öffentlich geführten Meinungsaustausch zur Zukunft der Technologie teil. Der folgende Abschnitt gibt eine Übersicht der aktuellen Diskussion zum Thema CO₂-Abtrennung und -Lagerung. Es wird deutlich, dass aufgrund bereits laufender und in absehbarer Zeit geplanter Projekte und Verfahren (zum Beispiel Erkundungsverfahren, seismische Messungen) immer stärker die „betroffenen Akteure“, aus zum Beispiel Kommunen oder Bundesländern, in denen sich mögliche Lagerstätteninformationen befinden, am öffentlichen Dialog teilnehmen. Grundlage der folgenden Darstellung ist eine qualitative Analyse schriftlicher Positionspapiere und Stellungnahmen unterschiedlicher Akteure, hierbei wird unterschieden nach Aussagen von Nicht-Regierungsorganisationen (NGOs), Kirchen, politischen Akteuren, Beratungsgremien und -institutionen und Wissenschaftlern.

5.1 Nicht-Regierungsorganisationen

Mittlerweile beschäftigen sich bereits eine Vielzahl unterschiedlicher NGOs aus verschiedenen gesellschaftlichen Bereichen mit der CCS-Thematik. Zu Beginn des Jahres 2007 positionierten sich vor allem NGOs mit dem Fokus Klima- und Umweltschutz mit diesem Thema in den Medien, darüber hinaus wurde das Thema CCS hauptsächlich in Fach- und Expertenkreisen diskutiert. Heute, erst drei

Jahre später, zählen eine Vielzahl weiterer NGOs zu den Institutionen, die zum Teil sehr gezielt einem breiteren öffentlichen Publikum einen Zugang zum Thema CCS ermöglichen. Hier sind insbesondere wirtschaftlich ausgerichtete und bürgernahe Institutionen zu nennen. Im Folgenden werden diese Institutionen und ihre jeweiligen Positionen sowie Stellungnahmen zu CCS dargestellt.

Klima- und Umweltschutzorganisationen

Zunächst erfolgt eine Darstellung einiger bundesweit aktiver Klima- und Umweltschutz-NGOs. Folgende aktuelle Positionen der jeweiligen NGOs wurden hierzu analysiert: Bund für Umwelt- und Naturschutz Deutschland (BUND), Greenpeace, Germanwatch, Deutsche Umwelthilfe (DUH), Naturschutzbund (NABU), World Wide Fund for Nature (WWF) sowie Robin Wood. Alle haben sich bereits durch öffentlich zugängliche Papiere zu CCS positioniert. Die Einstellungen reichen von einer klaren Befürwortung bis hin zur konkreten Ablehnung von CCS.

WWF und *Germanwatch* gehören zu den klaren Befürwortern der CCS-Technologien und plädieren für eine schnelle Entwicklung und Markteinführung von CCS. Beide NGOs sehen vor allem bei Biomassekraftwerken und im industriellen Sektor eine Anwendung, da sogenannte „Nettosinken“ erzielt und nicht vermeidbare Prozessemissionen gelagert werden könnten (WWF 2009:2; Germanwatch 2009:2). Darüber hinaus fordern sie eine verpflichtende Einführung der CCS-Technologien für solche Verbrennungsanlagen, die mehr als 350 Gramm CO₂/kWh_{el} ausstoßen. Voraussetzung sei, dass die noch offenen technischen, rechtlichen und ökologischen Fragen geklärt werden könnten (WWF 2009:4; Germanwatch 2009:4).

Zu den eher vorsichtigen Befürwortern von CCS gehört der NABU. Der Stellungnahme war zu entnehmen, dass CCS vor allem als internationale Klimaschutzoption weiterzuentwickeln sei, da schnell wachsende Volkswirtschaften wie Indien und China zukünftig weiterhin an der Kohleverstromung festhalten werden (NABU 2009:1). Der NABU steht zudem für eine Festschreibung von Mindestwirkungsgraden für neue fossile Kraftwerke.

Die DUH nimmt keine direkte Haltung pro oder contra CCS ein. Vielmehr strebt die DUH an, durch ihre Öffentlichkeitsarbeit den Bau neuer Kohlekraftwerke generell zu verhindern. In ihrer Stellungnahme betont sie die Fragwürdigkeit der großtechnischen Anwendbarkeit und der wirtschaftlichen Realisierbarkeit der CCS-Technologien. Mit Hilfe ihrer Kritik: „Nicht einmal ein ‚Capture Ready‘ soll in Deutschland zur Pflicht werden“ gewinnt man aller-

dings den Eindruck, dass sie zumindest für alle geplanten und im Bau befindlichen Kohlekraftwerke zukünftig den Einsatz von CCS fordern (DUH 2009:10).

Demgegenüber lehnen *BUND*, *Greenpeace* und *Robin Wood* den Einsatz von CCS-Technologien ab. Laut *BUND* erfolge die Umsetzung der Technologie zu spät, denn realistisch sei mit der Nutzung von CCS erst ab 2020 bis 2025 zu rechnen (Jansen 2009:2). Finanzielle Unterstützung für eine ungewisse Technik wie CCS würde zukunftsfähige Investitionen blockieren. Die zu erwartende CO₂-Belastung durch aufstrebende Industrienationen (zum Beispiel China) und die Brückenfunktion, die einige der Technologie zuschreiben, stellen für den *BUND* ebenfalls kein ausreichendes Argument pro CCS dar – auch da die Nachrüstung der heute gebauten Kraftwerke angezweifelt wird. Laut *BUND* können bereits heute nachhaltig saubere Energieformen genutzt werden, die den fossilen Brennstoff Kohle ersetzen könnten. Schlussendlich setzt der *BUND* konsequent auf Energieeffizienz und erneuerbare Energien.

Auch *Greenpeace* bezieht mit seinem Klimaschutzszenario „Plan B 2050“ klar Stellung gegen CCS im Kraftwerksbereich (Barzantny et al. 2009:126). CCS werde nicht als Überbrückungstechnologie benötigt, der Ausbau von Kohlekraftwerken widerspreche generell der Zielerreichung beim Klimaschutz. Mit Blick auf mögliche Nutzungskonkurrenzen bei der Verwendung unterirdischer Formationen plädiert *Greenpeace* für eine vorrangige Nutzung von Geothermievorhaben und fordert, einen solchen Vorrang qua Gesetz zu regeln (Barzantny et al. 2009:75). Im Gegensatz zum Stromsektor sieht *Greenpeace* Potenzial für die Nutzung von CCS im industriellen Bereich sowie in Kombination mit Biomasse. Letztere Option sei insbesondere in sehr ambitionierten CO₂-Minderungsszenarien relevant, die in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts weltweit negative Nettoemissionen erfordern.

Robin Wood lehnt den Bau neuer Braun- und Steinkohlekraftwerke und somit auch eine Nutzung der CCS-Technologien grundsätzlich ab. Die Organisation fordert hingegen eine grundlegende Wende der Energiepolitik. Zudem würden CCS-Technologien aufgrund der zur Zeit noch ausstehenden Erprobungs- und Entwicklungsarbeiten zu spät zum Einsatz kommen, um die anvisierten Klimaschutzziele in 2020 zu erreichen.

Die Meinungen und Positionen der unterschiedlichen Klima- und Umweltschutz NGOs sind gegenüber dem Jahr 2007 weitaus differenzierter und fundierter. Allerdings konnten auch einige Bereiche identifiziert werden, in denen viele NGOs einen Konsens bilden. Sie können ebenfalls den oben zitierten Positionspapieren und Stellungnahmen entnommen werden, die von Seiten vieler NGOs der Bundesregierung zum Entwurf eines Gesetzes zur Regelung von CCS im Mai 2009 vorgelegt wurden. Folgende Bereiche sind hier zu nennen:

- Kein Vorrang von CO₂-Lagern gegenüber alternativen Nutzungsformen der Energieerzeugung, das heißt Ausschluss von Nutzungskonkurrenzen,

- weitere Erforschung und Entwicklung von CCS-Technologien mit Hilfe von Demonstrationsprojekten, Überführung der Forschungsergebnisse in ein zukünftiges CCS-Gesetz,
- Übertragung von mehr Verantwortung, Nachsorgepflicht und Haftung an die Betreiber nach dem Verursacherprinzip sowie
- Entwicklung eines unterirdischen Raumordnungsplanes.

Zusammenfassend kann gesagt werden, dass weder eine überwiegende Mehrheit der Umwelt- und Klimaschutzorganisationen für, noch eine große Mehrheit gegen CCS-Technologien sind.

Industrieverbände

Der *Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI)* sieht in CCS-Technologien eine wichtige technologische Option, Braunkohle und Steinkohle zukünftig klimafreundlich nutzen zu können. Daher habe die Technologie das Potenzial, zur Sicherheit der Energieversorgung beizutragen und die Rohstoffabhängigkeit Deutschlands von Gas- und Öllieferungen zu verringern. Der *BDI* verbindet mit CCS eine Möglichkeit für wirtschaftliche Akteure, eine führende Rolle in einem globalen Zukunftsmarkt zu übernehmen (BDI 2009:1). Eine starke Anlehnung eines deutschen CCS-Gesetzes an die EU-Richtlinie hält der *BDI* für äußerst sinnvoll und kritisiert, dass der vorliegende Gesetzesentwurf an einigen Stellen deutlich über die Erfordernisse der europäischen CCS-Richtlinie hinausgehe (zum Beispiel im Bereich der Haftungsregelung, Deckungsvorsorge). Solche Regelungen würden die Technik unnötig verteuern und deutsche Unternehmen gegenüber solchen Mitgliedstaaten benachteiligen, die die EU-Regelung eins zu eins übernehmen (BDI 2009:2). Ein zukunftssicherer Rechtsrahmen sei für eine zügige Entwicklung der Technologie möglichst bald erforderlich, insbesondere das Festlegen einer Haftungsobergrenze (BDI 2009:3).

Die *Wirtschaftsvereinigung Stahl* erklärt, dass die Umsetzung von CCS-Technologien vor 2020 grundsätzlich nicht machbar sei. Zur Zeit würden langfristig angelegte Forschungsaktivitäten seitens der Stahlindustrie zu neuen Verfahrenstechnologien durchgeführt, um in Zukunft deutliche Treibhausgasminderungen erreichen zu können. Allerdings betont die *Wirtschaftsvereinigung Stahl*, dass die Wirtschaftlichkeit und gesellschaftliche Akzeptanz der CCS-Technologien noch erwiesen werden müsse. Grundlage hierfür sei eine Rahmengesetzgebung, die so ausgestaltet sein müsse, dass künftige Demonstrationsprojekte in der Industrie ermöglicht werden können. Erforderlich sei dazu vor allem ein diskriminierungsfreier Zugang zu Kohlendioxidleitungsnetzen und Kohlendioxidlagern, nicht überzogene Anforderungen an die Reinheit der Kohlendioxidgase, Investitionsanreize und ein schlanker Rechtsrahmen, der die Hürden für eine Entwicklung einer Transport- und Lagerinfrastruktur nicht zu hoch setze (*Wirtschaftsvereinigung Stahl* 2009:1).

Laut *Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW)* bedeute CCS ein Bekenntnis zur Kohle

und stelle somit eine zukunftsweisende positive Technik dar. Grundsätzlich seien für Energieversorgungsunternehmen CCS-Technologien eine Möglichkeit, die Anforderungen des globalen Klimaschutzes mit der Gewährleistung der notwendigen Versorgungssicherheit der Stromversorgung zu vereinbaren. Dies sei auch vor dem Hintergrund des energiepolitischen Bekenntnisses zur weiteren Nutzung der Kohle als Energieträger bedeutend. Der BDEW begrüßt daher auch den Entwurf für ein Gesetz zur Regelung von CCS seitens der Bundesregierung und fordert eine möglichst baldige Verabschiedung des Gesetzes. Er setzt sich dafür ein, dass die EU-CCS-Richtlinie vollständig und eins zu eins in nationales Recht umgesetzt wird. Dies sei wichtig, um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden und Unternehmen in Deutschland bei der Einführung technischer Innovation für den Klimaschutz zu unterstützen. Eine solche Förderung sei mit der derzeitigen Verschärfung des CCS-Gesetzes gegenüber der EU-CCS-Richtlinie nur bedingt machbar. Dies gelte vor allem für die Deckungsvorsorge und den Nachsorgebeitrag (BDEW 2009:3). Auch die Regelungen zu den Eigentumsverhältnissen an und um geeignete CO₂-Lager seien nicht ausreichend und würden voraussichtlich zu erheblichen Verzögerungen bei CCS-Projekten führen.

Der Bundesverband Braunkohle (DEBRIV) befürwortet CCS-Technologien. CCS würde in vielen Ländern für Entwicklungschancen und soziale Gerechtigkeit sorgen. Der von der Bundesregierung vorgelegte Entwurf für ein Gesetz zur Abscheidung und Lagerung von Kohlendioxid ist nach Ansicht der Deutschen Braunkohlenindustrie ein unverzichtbarer Beitrag für die zukünftige sichere und klimaschonende Energieversorgung Deutschlands. DEBRIV hält eine Verzögerung oder Verhinderung der Umsetzung der Gesetzesvorlage für unbegründet. Der Gesetzentwurf schaffe wichtige Grundlagen für die Errichtung eines Transportsystems sowie die Erschließung und den Betrieb von unterirdischen Lagern für das abgeschiedene Kohlendioxid. Er sei geeignet, wichtige Grundlagen für die zukünftige Planungs- und Investitionssicherheit von Unternehmen zu schaffen. Kohle bleibe auf absehbare Zeit weltweit, in Europa und Deutschland ein wichtiges Element im Energiemix und würde durch die CCS-Technik zukunftsfähig gemacht. Auch andere Branchen wie Chemie oder die Petrochemie sollten laut DEBRIV die Möglichkeit erhalten, ihre Treibhausgasemissionen auf diesem Weg über neue Technologien zu vermindern (Maaßen 2009: 4).

Die Geothermische Vereinigung – Bundesverband Geothermie e. V. sieht eine starke Nutzungskonkurrenz zwischen CCS- und Geothermievorhaben, da die Lagerung von CO₂ in Konkurrenz zur Geothermienutzung sowie zur Druckluftspeicherung stehe. Hier sind vor allem Gebiete im nördlichen Raum Deutschlands zu nennen. Die Vereinigung fordert eine künftige CCS-Regelung, nach der eine Untersuchungsgenehmigung für CCS-Vorhaben versagt wird, wenn für dieselbe Fläche bereits eine bergrechtliche Berechtigung für eine Geothermienutzung bestehe. Die geothermische Vereinigung schlägt vor, den zuständigen (Berg-)Behörden ein Ermessen einzuräumen, damit in Einzelfällen die jeweiligen Vor- und Nachteile der verschiedenen Untergrundnutzungen

abgewogen und ausreichende Flächen für künftige Geothermienutzungen freigehalten werden können (Gaßner 2009:2, Bundesverband Geothermie 2009). Der *European Geothermal Energy Council (EGEC)* mit Sitz in Brüssel geht einen Schritt weiter und fordert eine klare Priorität für die Nutzung von Geothermievorhaben gegenüber der Lagerung von CO₂, da CCS im Wesentlichen nur eine Brückentechnologie sei (EGEC 2009:2).

Gewerkschaften

Der *Deutsche Gewerkschaftsbund (DGB)* gibt zu bedenken, dass CCS nur eine von vielen Klimaschutzoptionen und Möglichkeiten zur Sicherung der Energieversorgung darstelle (DGB 2009:2). CCS-Technologien seien bisher nicht ausreichend auf ihre Wirtschaftlichkeit, technische Machbarkeit und Unbedenklichkeit für die menschliche Gesundheit, Natur und Umwelt überprüft worden. Daher fordert der DGB die Umsetzung von Demonstrationsvorhaben, mit denen die Eignung von CCS zur Reduktion von Kohlendioxidemissionen nachgewiesen werden könne. Sollte dieser Nachweis gelingen, müssten möglichst alle nachrüstbaren Kraftwerke mit CCS-Technologien ausgestattet werden. Das geplante CCS-Gesetz solle dann nach neuesten wissenschaftlichen und technischen Entwicklungen fortgeschrieben werden, spätestens jedoch, wenn CCS-Anlagen für alle neuen Kraftwerke verbindlich vorgeschrieben werden. Das Gesetz müsse eine Rechtsgrundlage für eine dauerhafte Lagerung von Kohlendioxid in unterirdischen Gesteinsschichten gewährleisten (DGB 2009:3).

Die *Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie und Energie (IG BCE)* plädiert eindeutig für eine weitere Nutzung des Energieträgers Kohle, sie unterstützt die Erforschung und Realisierung von CCS-Technologien, allerdings warnt sie vor voreiligen ordnungsrechtlichen Festlegungen. Insbesondere würde eine Verpflichtung zur Nachrüstbarkeit aller Kraftwerksneubauten mit CCS-Technologien die laufenden Modernisierungen sowie den Bau von Stein- und Braunkohlekraftwerken mit höheren Wirkungsgraden gefährden. CCS müsse vor allem für den Zeitraum ab 2020 weiterentwickelt werden. Um dies realisieren zu können, müssten laut IG BCE schon jetzt Rahmenbedingungen für Pipelines und CO₂-Lagerstätten gestaltet werden (IG BCE 2008:7).

Grundsätzlich kann fest gehalten werden, dass relevante Industrieverbände und Gewerkschaften (mit Ausnahme nationaler sowie internationaler Geothermieverbände) überwiegend ein positives Votum für die weitere Erprobung und Umsetzung von CCS-Technologien abgeben, allerdings wird der Einsatz der Technologie nicht vor 2020 erwartet. Die wirtschaftliche und technische Machbarkeit sei bisher noch nicht ausreichend überprüft. Entgegen der Meinung der meisten Umweltorganisationen plädieren die Verbände für eine möglichst baldige Verabschiedung eines CCS-Gesetzes, welches in starker Anlehnung an die EU-CCS-Richtlinie umgesetzt werden sollte. Vor allem die Deckungsvorsorge und der Nachsorgebeitrag solle nicht zu Lasten der Unternehmen geregelt werden.

5.2 Kirchen

Mittlerweile beteiligen sich auch Vertreter unterschiedlicher kirchlicher Organisationen an der öffentlichen Debatte zu CCS. Besonders in solchen Kirchenkreisen, in denen CCS-Aktivitäten aufgrund von bestehenden Kraftwerken oder Lagerstättenpotenzialen in den Regionen erwartet werden können, haben sich bestimmte Positionen herauskristallisiert.

So hat der *Kirchenkreis Nordfriesland* zu dem Explorationsvorhaben von RWE DEA eine deutliche Position gegen CCS eingenommen (Kirchenkreis Nordfriesland 2009). Die Synode des *Kirchenkreises Nordfriesland* tritt für einen nachhaltigen Lebensstil ein, der die natürlichen Ressourcen schont und die Lebensmöglichkeiten künftiger Generationen nicht gefährdet. Daher wenden sich ihre Mitglieder gegen Energieprojekte, deren Laufzeit und Risiken auf Jahrhunderte oder sogar Jahrtausende angelegt sind. Da die Risiken der CCS-Technologien noch nicht absehbar seien, würden so in der Bevölkerung Befürchtungen und Ängste geschürt. Der Kirchenkreis fordert die schleswig-holsteinische Landesregierung sowie die Bundesregierung auf, das geplante CCS-Gesetz nicht weiter zu verfolgen. Darüber hinaus wird an die Energieversorger appelliert, eine Energieversorgung ausschließlich auf regenerativer Basis voranzubringen. Ebenso wird auf mögliche Nutzungskonflikte hingewiesen, da in der Region weitere Nutzungsmöglichkeiten für Tiefengeothermie oder Druckluft- bzw. Wasserstoffspeicherung für Windenergie sinnvoll seien. Nicht zuletzt wird auch das öffentliche Engagement thematisiert, welches in den letzten Jahren zu einem erheblichen Beitrag zu einer zukunftsfähigen Energiewirtschaft geführt hat (zum Beispiel durch Investitionen in Bürgerwindparks oder die Gründung der *Aktivregion Nordfriesland Nord*). Vor dem Hintergrund dieser Bemühungen sei es für die Menschen in Nordfriesland eine schwerwiegende Infragestellung ihres Engagements, wenn sie die künftigen Folgen einer nicht mehr zukunftsfähigen Energiewirtschaft tragen sollen.

Eine etwas andere Position nimmt der Ausschuss des *Kirchenkreises Jülich Mitwelt* ein. Vertreter des Ausschusses bekunden ihre Sorge, dass der Bau neuer Kraftwerke in dieser Region die Erschließung weiterer Tagebaue nach sich ziehen würde. Sie fordern daher die Landesregierung von Nordrhein-Westfalen auf, neue Kraftwerke nur dann zu genehmigen, wenn dadurch keine neuen Tagebaue entstünden. Nur so könne die weitere „Verheizung“ der Heimat und eine Umsiedlung weiterer 9.000 bis 12.000 Menschen in den Tagebauregionen vermieden werden. Zudem geben die Vertreter zu bedenken, dass die Abtrennung, der Transport und die Lagerung von CO₂ sehr teuer seien und aus technischer Sicht ein hohes Risiko bergen. Als weitere negative Aspekte der CCS-Technologien führen sie auf, dass eine Verringerung der Kraftwerksleistung zu verzeichnen sei, eine technische Lösung vor 2020 nicht zu erwarten ist und dass die Energieversorger eine Beteiligung des Staates an den Kosten fordern würden. Als Schlussfolgerung ist für den Kirchenkreis eine weitere Nutzung der Braunkohle über die bereits genehmigten Zeiträume hinaus der falsche Weg für eine zukunftsgerechte Energieversorgung, da

diese eine schnellere und größere Nutzung erneuerbarer Energien behindern würde.

Anhand dieser zwei Positionen der Kirchenkreise wird deutlich, dass sich negative Haltungen vor allem in solchen Regionen entwickeln, in denen die Nutzung von CCS konkrete Auswirkungen für die Öffentlichkeit und ihre zukünftigen Generationen zur Folge haben könnte.

5.3 Politik

5.3.1 Politische Parteien

CDU

In einem energiepolitischen Positionspapier vom 16. Juli 2009 ordnet die CDU einem „breit gefächerten und am Wettbewerb orientierten Energiemix“ (CDU/CSU 2009a) hohe Priorität für eine zukunftsfähige Energiepolitik zu. Es wird davon ausgegangen, dass auch bei einem starken Wachstum erneuerbarer Energieträger fossile Brennstoffe wie Kohle in den kommenden Jahren ein zentraler Bestandteil des Energiemixes sein werden. Ihr Einsatz müsse so effizient und klimaverträglich wie möglich gestaltet werden. Vor diesem Hintergrund unterstützt die CDU „ausdrücklich“ die weitere Entwicklung der CO₂-Abscheidung und Lagerung, die einen „entscheidenden Beitrag zu einer klimafreundlichen Nutzung von fossilen Energieträgern und zum Klimaschutz weltweit leisten kann“ (CDU 2009a). Diese Einschätzung wird im CDU-Wahlprogramm für die Bundestagswahl 2009 (CDU/CSU 2009b) wiederholt.

Im Rahmen der Bundestagsdebatte zu einem Gesetz zur Regelung der unterirdischen CO₂-Lagerung am 6. Mai 2009 betonten die Redner der CDU/CSU-Fraktion neben dem klimapolitischen Nutzen der CCS-Technologie auch die Möglichkeit, eine international führende Rolle bei der Entwicklung und Erprobung der Technologie einzunehmen und auf diese Weise die Grundlage für Technologieexporte zu schaffen. Der Entwurf für das CCS-Gesetz solle für diesen Prozess verlässliche rechtliche Rahmenbedingungen schaffen (Bundestag 2009).

Im Verlauf der weiteren Beratungen des Gesetzentwurfs zeigte sich jedoch, dass innerhalb der CDU/CSU-Fraktion ein heterogenes Meinungsbild zur unterirdischen CO₂-Lagerung besteht. Insbesondere Abgeordnete aus Wahlkreisen, die für die CO₂-Einlagerung erkundet werden sollen, äußerten Bedenken mit Blick auf die Akzeptanz der Bevölkerung in den betroffenen Gebieten sowie hinsichtlich Eingriffen in die Eigentümerstrukturen der zu erforschenden Gebiete. Als Ergebnis dieser Einwände scheiterte das Gesetz am 25. Juni 2009 und konnte nicht wie ursprünglich geplant noch vor der Bundestagswahl im September verabschiedet werden.

SPD

Die SPD zeigt bei Fragen zu den Perspektiven der Kohlenutzung in Deutschland ein ambivalentes Bild. Beispielsweise ist die SPD-Bundestagsfraktion in einen kohlefreundlichen und einen eher umweltpolitisch orientierten, kohlekritischen Flügel gespalten. Folglich werden kohle-

politische Fragestellungen mitunter kontrovers diskutiert (Vallentin 2009). Die Position der SPD zum Thema CCS wurde im Jahr 2007 in dem Beschlusspapier „Sozialdemokratische Energie- und Klimapolitik für das 21. Jahrhundert“ skizziert. Darin heißt es, dass Forschungsaktivitäten zur CCS-Technologie für die Schaffung einer CO₂-freien Energieerzeugung von entscheidender Bedeutung seien und Deutschland auf diesem Gebiet seine Expertise ausbauen sollte. Ab dem Jahr 2015 soll das erste Kohlekraftwerk mit CCS in Deutschland in Betrieb sein, ab 2020 sollen CCS-Kraftwerke zum Standard werden. Daher unterstützt die SPD alle Bemühungen, die Technologie zu erforschen und zu erproben (SPD 2007).

In ihrem Programm für die Bundestagswahl 2009 präzisierte die SPD ihre Position zum Thema CCS mit Blick auf die Rahmenbedingungen für die CO₂-Lagerung. Grundsätzlich wird der Wiederverwendung von CO₂ Vorrang gegenüber der unterirdischen Lagerung eingeräumt. Bei der Umsetzung der CO₂-Lagerung sollen die Einbeziehung betroffener Bürger in den Genehmigungsprozess sichergestellt und die Langzeitsicherheit der Lager durch die Unternehmen gewährleistet werden. Die Bedeutung der CO₂-Abscheidung und -Lagerung für die zukünftige Energieversorgung wird im Wahlprogramm der SPD auch dadurch gestärkt, dass die Partei fordert, die Revisionsklausel für den deutschen Steinkohlebergbau „schon rechtzeitig vor 2012“ zu nutzen und damit das Auslaufen des Steinkohlebergbaus zu verhindern (SPD 2009). Die SPD räumt damit der Kohle auch zukünftig eine prominente Stellung im deutschen Energiemix ein.

Im Rahmen der Debatte zu dem Entwurf für ein CCS-Gesetz im deutschen Bundestag am 6. Mai 2009 unterstützte die SPD-Fraktion den vom damals SPD-geführten Bundesumweltministerium vorgelegten Gesetzesentwurf. Es wurde jedoch auch auf kritische Fragen hingewiesen, wie die für die Lagerung notwendigen Sicherheitsstandards, die Übernahme der Kosten für mit der CO₂-Lagerung verbundene Risiken durch die verantwortlichen Unternehmen sowie eine mögliche Konkurrenz von CCS mit anderen CO₂-Minderungsoptionen wie erneuerbaren Energien oder der Energieeffizienz (Bundestag 2009).

FDP

In einem energiepolitischen Tendenzbeschluss der FDP-Bundestagsfraktion vom 11. September 2008 wird die hohe Bedeutung eines breiten Energiemixes aus erneuerbaren Energien, Kernkraft, Kohle, Öl und Gas betont (FDP 2008), um Deutschlands Abhängigkeit von Energieimporten so niedrig wie möglich zu halten. Die FDP geht davon aus, dass Kohle auch mittelfristig eine wichtige Rolle in der deutschen Energieversorgung spielen werde, jedoch in klimaverträglicher Weise genutzt werden müsse. Der Forschung für die Entwicklung der CO₂-Abscheidung und -Lagerung wird daher sowohl in dem Fraktionsbeschluss als auch in einem im Jahr 2006 auf dem FDP-Bundesparteitag in Rostock verabschiedeten energiepolitischen Grundsatzprogramm eine hohe Priorität beigemessen (FDP 2006).

In ihrem Programm für die Bundestagswahl 2009 bekräftigte die FDP diese Positionierung und forderte, die

CCS-Technologie durch Pilotprojekte und die zügige Schaffung eines Rechtsrahmens zu fördern. Neue Kohlekraftwerke dürften nur noch ans Netz gehen, wenn diese für eine Nachrüstung von Anlagen zur CO₂-Abscheidung ausgelegt seien. Ergänzend zur CO₂-Lagerung fordert die FDP, Optionen zur Nutzung von CO₂ zu erforschen und rechtlich möglich zu machen (FDP 2009).

Die FDP begleitete die Debatte um den Entwurf der früheren Bundesregierung für ein CCS-Gesetz eher wohlwollend, wies jedoch auf mögliche Nutzungskonkurrenzen bei der Errichtung eines Pipelinesetzes für den CO₂-Transport und die CO₂-Lagerung hin. So solle insbesondere vermieden werden, dass es zu Eigentumskonflikten bei der Verlegung der Leitungskorridore sowie zu Nutzungskonkurrenzen mit der Geothermie und (im Falle von salinen Aquiferen) mit der Grundwassernutzung komme (Bundestag 2009).

Die Linke

Kern des energiepolitischen Programms der Linken ist ein massiver Ausbau erneuerbarer Energien und eine deutliche Erhöhung der Energieeffizienz. Im Wahlprogramm für die Bundestagswahl 2009 wird gefordert, bis 2020 den Anteil erneuerbarer Energien im Strombereich auf mindestens 50 Prozent zu steigern. Gleichzeitig befürwortet die Partei den Atomausstieg sowie einen mittelfristigen Ausstieg aus der Kohleverstromung und lehnt die Planung und den Bau neuer Kohlekraftwerke ab. Dies gelte auch für Kohlekraftwerke, die mit der CCS-Technologie ausgestattet sind, welche als „Scheinlösung“ bezeichnet und daher ebenfalls abgelehnt wird. (Die Linke 2009a)

Die umweltpolitische Sprecherin der Linke-Fraktion im Bundestag, Eva Bulling-Schröter, räumt ein, dass CCS zwar als Brückentechnologie für den Notfall fungieren könnte, jedoch bestünde die Gefahr, dass wegen CCS der Umstieg auf erneuerbare Energien nicht mit der erforderlichen Konsequenz begangen werde (Die Linke 2009b). Im Rahmen der Beratung des CCS-Gesetzesentwurfs im Mai 2009 kritisierte die Linke, das Gesetz führe zu einer vorschnellen Festlegung auf einen noch unsicheren Technologiepfad. In diesem Zusammenhang wurde insbesondere auf verschiedene Lagerrisiken (zum Beispiel mögliche Leckagen durch bestehende alte Bohrungen) hingewiesen, weshalb sich die Linke als „Minimalforderung“ der Position des Sachverständigenrates für Umweltfragen anschließt, den Gesetzesentwurf in ein Forschungsgesetz umzuwandeln. Weiterhin beanstandete die Linke die formale Ausgestaltung des Gesetzes. Letztere führe dazu, dass wichtige Detailfragen wie die Beschaffenheit der Lager, die Zusammensetzung des Gasstroms oder die Genehmigungsverfahren für CO₂-Transportleitungen nachträglich durch Verordnungen ohne Beteiligung des Gesetzgebers entschieden werden würden. (Bundestag 2009)

Bündnis 90 / Die Grünen

Erneuerbare Energien und Energieeffizienz stehen im Mittelpunkt der Energiepolitik von Bündnis 90/Die Grünen. Beide Komponenten sollen dazu beitragen, den Verbrauch fossiler Energieträger drastisch einzuschränken und die Energieversorgung klimapolitisch zu gestalten (Bündnis 90/Die Grünen 2009a). Die Position der Grü-

nen zur CCS-Technologie wird in einem Positionspapier der Bundestagsfraktion vom 3. März 2009 beschrieben. Darin wird CCS als technologische Option zur CO₂-Reduktion zwar nicht ausgeschlossen, jedoch geht das Papier ausführlich auf die Nachteile bzw. Unsicherheiten der Technologie ein. In der Bundestagsdebatte zum CCS-Gesetzesentwurf betonte die Rednerin der Grünen-Fraktion in diesem Zusammenhang insbesondere die hohen Investitionsaufwendungen der Technologie und Unsicherheiten bei den Planfeststellungsverfahren für großflächige unterirdische CO₂-Lager sowie bei der Verlegung von CO₂-Transportleitungen über große Distanzen (Bundestag 2009).

Aufgrund der genannten Einwände plädieren die Grünen dafür, die CCS-Technologie bei Vorhandensein strenger rechtlicher Rahmenbedingungen kritisch zu prüfen und großtechnisch zu erproben. Der rechtliche Rahmen solle unter anderem festlegen, dass für die Überwachung der Lagerstätten und eventuelle Schäden die Betreiber der CCS-Anlagen nach dem Verursacherprinzip haften, die Erforschung der Speicher bei maximaler Transparenz erfolge und der Zugang zu CO₂-Transportnetzen und -Speichern diskriminierungsfrei geregelt werde. Alternative Nutzungen von unterirdischen Speichern wie die Gewinnung von Erdwärme oder Druckluftspeicher dürfen nicht beeinträchtigt werden.

Neben diesen rechtlichen Fragen betonen die Grünen, dass die Nutzung von CCS den vollständigen Umbau des Energiesystems auf erneuerbare Energien nicht behindern dürfe. Finanzielle Unterstützung für die Erforschung der CCS-Technologie solle demnach nicht zu Lasten der erneuerbaren Energien gehen. Überdies wird bis zur technischen Verfügbarkeit von CCS ein Moratorium für den Bau neuer Kohlekraftwerke gefordert (Bündnis 90/ Die Grünen 2009b).

5.3.2 Bundesregierung

Die frühere Bundesregierung aus CDU/CSU und SPD (2005 – 2009) betrachtete die CCS-Technologie als ein wichtiges Element ihrer Energie- und Klimastrategie. In einer Rede am 24. Juni 2009 hob Bundeskanzlerin Angela Merkel (CDU) hervor, dass CCS einen wichtigen Beitrag zur CO₂-Reduktion leisten könne und von zentraler Bedeutung für die weitere Nutzung und Verbreitung deutscher Kohletechnologien sei. Daher dürfe die Erprobung und Implementierung der CCS-Technologie nicht durch restriktive rechtliche Rahmenbedingungen behindert werden (Merkel 2009).

Innerhalb der schwarz-roten Bundesregierung war die Zuständigkeit für das Thema CCS lange strittig. Letztlich wurde die Federführung für die Erarbeitung des CCS-Gesetzesentwurfs dem Bundesumweltministerium (BMU) zugeteilt, während das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) den Arbeitsprozess begleitete. In der Debatte um das CCS-Gesetz wies der ehemalige Bundesumweltminister Siegmund Gabriel darauf hin, dass CCS zur Bekämpfung des Klimawandels notwendig sei und überdies einen Beitrag zur Energieversorgungssicherheit und zur Wahrung der Technologieführerschaft Deutschlands im Kraftwerksbereich leisten könne (Bundestag 2009).

Neben der nationalen Relevanz von CCS betonte er die Bedeutung der Technologie für Entwicklungs- und Schwellenländer wie China oder Indien mit einem stark wachsenden Energieverbrauch, der hauptsächlich durch die Nutzung inländischer Kohle gedeckt werden wird. Die Möglichkeit einer klimaverträglichen Nutzung der Kohle sei daher von hoher Wichtigkeit für die Einbindung dieser Länder in ein Post-Kyoto-Abkommen.

Mit Blick auf die strittigen Fragen des CCS-Gesetzesentwurfs wies Gabriel darauf hin, dass das Problem möglicher Nutzungskonkurrenzen mit Geothermie-Projekten oder Druckluftspeichern nur zu einem geringen Maße bestehe, da die geographische Verteilung und die geologischen Tiefen derartiger Projekte zumeist nicht mit den entsprechenden Parametern der CCS-Lager kollidiere. Hinsichtlich der Verantwortung der Unternehmen für die Sicherheit der Lagerstätten betonte Gabriel die Kopplung der Betriebsgenehmigung für CO₂-Lager an die Verpflichtung der Betreiber, die Anlagen an den Stand von Wissenschaft und Technik anzupassen (Bundestag 2009).

Das BMWi betrachtet die Nutzung der CCS-Technologie als Voraussetzung für die Beibehaltung eines ausgewogenen Energiemixes in Deutschland, der auf einem starken Beitrag heimischer Energieträger beruht. Außerdem sei es von hoher Bedeutung, dass deutsche Klimaschutztechnologien rechtzeitig erprobt, entwickelt und damit auch weltweit angeboten werden könnten. Hinsichtlich des CCS-Gesetzesentwurfs wird die Wichtigkeit der Kooperation zwischen Bundes- und Landesbehörden sowie Wirtschaft und Öffentlichkeit betont, um Expertise zu bündeln und ein hohes Maß an Sicherheit und Akzeptanz zu erzeugen (BMWi 2009a).

Die im September 2009 gewählte neue Bundesregierung aus CDU/CSU und FDP unterstützt in ihrem Koalitionsvertrag die Entwicklung und Markteinführung von CCS. Für diese Zwecke kündigt sie an, die CCS-Richtlinie der EU „zeitnah“ umzusetzen und für Akzeptanz der Technologie in der Bevölkerung zu werben (CDU/CSU und FDP 2009). Außerdem planen CDU/CSU und FDP, die Erstellung eines „Geothermie-Atlas“ in Auftrag zu geben, um Nutzungskonkurrenzen mit CCS zu prüfen und Forschungsprogramme zu Möglichkeiten der CO₂-Nutzung auszubauen.

5.3.3 Bundesrat und Bundesländer

Den deutschen Bundesländern kommt in dem Entwurf für ein CCS-Gesetz eine zentrale Rolle zu, da sie mit wichtigen Pflichten bei der Überwachung der Lagerstätten belegt werden und Daten zur Analyse der Lagerschichten an die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) zuliefern sollen. Besonders betroffen sind die nördlichen Bundesländer Schleswig-Holstein und Niedersachsen, in denen die meisten potenziellen CO₂-Lager gelegen sind. Am 15. Mai 2009 nahm der Bundesrat daher umfangreich zu dem Entwurf der Bundesregierung für ein deutsches CCS-Gesetz Stellung und kritisierte zahlreiche technische, ökologische und finanzielle Aspekte des Entwurfs sowie die darin vorgesehene Lastenverteilung zwischen Bund und Ländern.

Mit Blick auf den letzten Aspekt sind folgende Änderungs-vorschläge besonders relevant (Bundesrat 2009):

- Die Länder sollten die Gelegenheit erhalten, zur Verarbeitung und Bewertung regionaler geologischer Daten durch die BGR und daraus folgenden Schlussfolgerungen durch das BMWi Stellung zu nehmen,
- die Länder lehnen die Kostenfreistellung der früheren Betreiber geschlossener CO₂-Lager ab, da diese gegen das Vorsorgeprinzip verstoße. Sie fordern daher die Bundesregierung auf zu prüfen, inwieweit geregelt werden könne, dass die Anlagenbetreiber auch nach einer Übertragung von Pflichten an den Staat die finanzielle Verantwortung für Schäden tragen müssen,
- da potenzielle CO₂-Lager in wenigen Bundesländern konzentriert sind, fordert der Bundesrat, dass der Bund die mit der CO₂-Lagerung verbundenen Risiken allein übernimmt, um eine einseitige Belastung einiger weniger Bundesländer zu vermeiden.

Auf Ebene der Bundesländer hat die Debatte zum Thema CCS ebenfalls an Fahrt gewonnen. Die Positionen variieren dabei zwischen Befürwortung und Ablehnung. Der Landtag Schleswig-Holsteins hat sich im Juli 2009 auf Antrag der CDU/SPD-Fraktionen einhellig für einen Stopp der Erdreichserkundungen in den Kreisen Schleswig-Flensburg, Nordfriesland und Ostholstein durch RWE Dea ausgesprochen. Die Untersuchungen für eine mögliche CO₂-Lagerung seien, nachdem der Bund die Entscheidung über das umstrittene CCS-Gesetz vertagt hat, überflüssig geworden. Außerdem sei die Technologie noch nicht ausgereift (Landtag Schleswig-Holstein 2009a). Im September 2009 forderten die Fraktionen von SPD, Bündnis 90/Die Grünen und des Südschleswigschen Wählerverbands (SSW) die schleswig-holsteinische Landesregierung darüber hinaus auf, über den Bundesrat das Ziel zu verfolgen, die CO₂-Lagerung zu verbieten (Landtag Schleswig-Holstein 2009b). CDU und FDP brachten daraufhin einen Änderungsantrag ein, in dem die Landesregierung beauftragt wird, sicherzustellen, dass in einem neuen bundesweiten CCS-Gesetz den Bundesländern die Möglichkeit gegeben wird, dauerhafte unterirdische Lagerung von CO₂ auf ihrem Gebiet auszuschließen. Die Landesregierung dürfe keine unterirdische Lagerung von CO₂ gegen den Willen der Bevölkerung genehmigen (Landtag Schleswig-Holstein et al. 2009c). Ein bundesweites Verbot der CO₂-Lagerung lehnt die schleswig-holsteinische CDU hingegen ab (Landtag Schleswig-Holstein 2009d).

In ihrem am 17. Oktober 2009 geschlossenen Koalitionsvertrag lehnt die neu gewählte schleswig-holsteinische Landesregierung aus CDU und FDP die CCS-Technologie ebenfalls deutlich ab. In Übereinstimmung mit dem Änderungsantrag der Landtagsfraktionen von CDU und FDP kündigt die Koalition an, sich für die Verankerung eines Vetorechts der betroffenen Bundesländer gegen CO₂-Lagerprojekte auf ihrem Gebiet im CCS-Gesetz einzusetzen (CDU Schleswig-Holstein und FDP Schleswig-Holstein 2009).

In den Kohle produzierenden Bundesländern Brandenburg und Nordrhein-Westfalen trifft CCS hingegen auf mehrheitliche Zustimmung. Der brandenburgische Ministerpräsident betonte im Frühjahr 2009, dass die zügige Schaffung eines Rechtsrahmens für die CO₂-Lagerung von hoher Bedeutung für Brandenburgs Technologieführerschaft bei der CO₂-armen Verstromung von Braunkohle sei (Staatskanzlei Brandenburg 2009). Vor diesem Hintergrund befürwortete die frühere Landesregierung aus SPD und CDU auch die Erkundung von potenziellen CO₂-Lagerstätten im Kreis Oder-Spree. Beide Regierungsparteien drangen jedoch darauf, dass der Prozess möglichst transparent und unter Einbindung der Bevölkerung durchgeführt werden müsse, um ein hohes Maß an öffentlicher Akzeptanz zu erzielen (SPD-Landtagsfraktion Brandenburg 2009).

Nach der Brandenburger Landtagswahl im September 2009 musste die Position des Landes zum Thema CCS aufgrund der Bildung einer neuen Landesregierung aus SPD und Linkspartei neu justiert werden. Im Gegensatz zur SPD hatte sich die brandenburgische Linke in ihrem Wahlprogramm für einen mittelfristigen Ausstieg aus der Braunkohleverstromung bis „spätestens 2040“ (Die Linke Brandenburg 2009) ausgesprochen und auch die CO₂-Lagerung abgelehnt (TAZ 2009). Beide Punkte entwickelten sich daraufhin zu einem der Streitpunkte in den Koalitionsverhandlungen mit der SPD. In dem Koalitionsvertrag der neuen Landesregierung setzt sich die Koalition nun für eine Demonstration und Erprobung der CCS-Technologie ein. Ab 2020 sollen neue Braunkohlekraftwerke nur noch bei „drastischer“ Reduktion des CO₂-Ausstoßes genehmigt werden (SPD-Brandenburg und Die Linke Brandenburg 2009). Bei der Erforschung und Nutzung von in Brandenburg gelegenen CO₂-Lagerstätten wird der Sicherheit der Bevölkerung oberste Priorität eingeräumt. Regionale, soziale und ökologische Konflikte sollen durch umfassende Information der Bevölkerung und eine verstärkte Moderation der öffentlichen Hand minimiert werden. Überdies gelte es, die unterschiedlichen Nutzungsansprüche für potenzielle CO₂-Lagerstätten, zum Beispiel für die tiefe Geothermie, zu koordinieren (SPD-Brandenburg und Die Linke Brandenburg 2009).

Die Landesregierung Nordrhein-Westfalen (NRW) unterstützt CCS und die Schaffung eines entsprechenden Rechtsrahmens und versucht, Vorbehalte in der Bevölkerung gegen den Bau von Kohlekraftwerken oder CO₂-Leitungen durch Dialog abzubauen und den fachlichen Austausch zu CCS zu fördern. Beispielsweise hat das von der EnergieAgentur.NRW organisierte „Netzwerk Kraftwerkstechnik NRW“ bereits verschiedene große Fachkonferenzen zu dem Thema veranstaltet. Im Rahmen einer aktuellen Stunde im Landtag NRW im Juni 2009 wurde die Nutzung der CCS-Technologie mit Ausnahme der Grünen von allen Fraktionen befürwortet (Landtag NRW 2009). Die Landesministerin für Wirtschaft, Mittelstand und Energie, Christa Thoben, ist eine deutliche Unterstützerin von CCS und hat sich auch für den CCS-Gesetzentwurf ausgesprochen. Überdies befürwortet sie das CCS-Projekt von RWE in Hürth bei Köln (MWME NRW 2009).

5.3.4 Kommunen

Die Energieversorgungsunternehmen RWE, E.On und Vattenfall Europe haben in diesem Jahr mit der Erkundung möglicher CO₂-Lager begonnen. RWE Dea prüft potenzielle Lager in den schleswig-holsteinischen Kreisen Nordfriesland und Schleswig-Flensburg. Die E.On Gas Storage GmbH hat beim niedersächsischen Landesamt für Bergbau, Energie und Geologie (LBEG) beantragt, im Weser-Gebiet mögliche CO₂-Lager prüfen zu dürfen. Der Antrag erstreckt sich über 17 Kreise bzw. kreisfreie Städte in Niedersachsen und Bremen. Vattenfall Europe prüft eventuell geeignete Lagerstättenformationen in Ostbrandenburg. Das Unternehmen hat entsprechende Erkundungsanträge beim brandenburgischen Landesamt für Bergbau und Geologie in Cottbus eingereicht. Im Fokus der Untersuchungen stehen die ostbrandenburgischen Regionen Beeskow und Neutrebbin.

Die Prüfung geologischer Formationen im Norden Deutschlands auf ihre Tauglichkeit als mögliche CO₂-Speicher hat jedoch Widerstand in den betroffenen Regionen hervorgerufen. Zahlreiche kommunale Gremien haben in den vergangenen Monaten ihre Ablehnung der CCS-Technologie zum Ausdruck gebracht. Einige derartiger Initiativen sind nachfolgend aufgelistet:

- **Landkreis Leer:** Die Verwaltung des niedersächsischen Landkreises hat in einer Stellungnahme an das LBEG ihre negative Haltung zur CO₂-Ablagerung deutlich gemacht, da über mögliche Folgeschäden zu wenig bekannt und nicht ausreichend erforscht sei, ob die unterirdische Einlagerung von CO₂ eine dauerhafte schadlose Entsorgung gewährleiste.
- **Insel- und Halligkonferenz:** Die Konferenz lehnt CCS ab, da die Technologie die Produktion von CO₂ nicht vermeide, das Gas über weite Strecken zu den Lagerstätten transportiert werden müsste und die Umweltauswirkungen der CO₂-Einlagerung nicht ausreichend erforscht seien. Wegen möglicher negativer Auswirkungen auf Natur und Tourismus setzt sich das Gremium stattdessen für einen Ausbau erneuerbarer Energien ein (Neue Energie 2009a).
- **Gemeindetag Nordfriesland:** Der Gemeindetag hat sich im Namen der dem Kreisverband angehörenden 126 Gemeinden in einer Resolution gegen ein CO₂-Endlager und ein Erkundungsverfahren von RWE Dea ausgesprochen. Die Bundesregierung wird aufgefordert, den Entwurf für ein CCS-Gesetz wegen möglicher Risiken der Einlagerung und eventueller negativer Auswirkungen auf das Wattenmeer nicht zu verabschieden. Die Landesregierung Schleswig-Holsteins dürfe die Region nicht zu einem „Testfeld“ für CCS machen (Der Inselbote 2009).
- **Kreistag Schleswig:** Der Kreistag lehnte im Juli 2009 in einer Resolution den Entwurf der Bundesregierung für ein CCS-Gesetz und die Lagerung von CO₂ im Kreis Schleswig ab. Bundes- und Landesregierung werden aufgefordert, keine Fördermittel für die Erforschung der CCS-Technologie zur Verfügung zu stellen. In einer weiteren Resolution wird RWE Dea aufgefordert, die geplanten seismischen Messungen für die Suche nach geeigneten CO₂-Lagerstätten in der Region zu unterlassen (Schleswig-Holsteinischer Zeitungsverlag 2009a).

- **Stadtvertretung Kappeln:** Die Stadtvertretung hat auf Antrag der Grünen-Fraktion eine Resolution gegen ein von RWE in Schleswig-Holstein geplantes CO₂-Lager beschlossen. Die Ablehnung von CCS wird mit Nutzungskonkurrenzen zu alternativen Energietechnologien wie der Geothermie, möglichen negativen Auswirkungen auf den Tourismus in der Region sowie den hohen Kosten der Technologie im Vergleich zu anderen alternativen Energieerzeugungsmöglichkeiten begründet (Schleswig-Holsteinischer Zeitungsverlag 2009b).

- **Kommunalvertreter Beeskow (Oder-Spree):** Sieben Bürgermeister und Amtsdirektoren der Region um Beeskow (Brandenburg) haben eine gemeinsame Erklärung veröffentlicht, in der sie CCS ablehnen und auch einer vorgesehenen Erkundung einer möglichen Lagerstätte bei Beeskow nicht zustimmen. Zur Begründung führen sie an, das Vorhaben schade dem guten Ruf der Region und dem Tourismus und sei mit Unsicherheiten verbunden. Nach Plänen von Vattenfall soll ab 2015 CO₂ aus dem künftigen Demonstrationskraftwerk Jämschwalde verflüssigt und durch Rohrleitungen zu Lagerstätten in Ostbrandenburg gepumpt werden (Neue Energie 2009b).

Zusammenfassend kann festgestellt werden: Die Mehrheit der im Bundestag vertretenen Parteien und die Bundesregierung befürworten eine Nutzung von CCS. Am stärksten positioniert sich Die Linke gegen CCS. Die Grünen fordern ein strenges Regelwerk für die Nutzung der Technologie und eine klare Priorität für Erneuerbare. Auf Landesebene haben die Landesregierung Schleswig-Holsteins und alle im Landtag vertretenen Parteien deutlich gegen die CO₂-Lagerung Stellung bezogen. Diese Position wird durch eine starke öffentliche Ablehnung in den potenziellen Lagergebieten verstärkt. Kohle produzierende und industriell geprägte Länder wie Brandenburg und NRW setzen sich hingegen für CCS ein. Damit zeichnet sich ein Konflikt auf zweierlei Ebenen ab: Einerseits zwischen den Bundesländern mit potenziell großem CO₂-Lagerpotenzial und der Bundesregierung; andererseits zwischen den „Lagerstätten-Ländern“ und den Bundesländern, in denen die Kohle derzeit noch eine wichtige strukturpolitische Rolle spielt.

5.4 Beratungsgremien und -institutionen

Rat für nachhaltige Entwicklung

Der Rat für nachhaltige Entwicklung wurde im Jahr 2001 von der Bundesregierung berufen, um Beiträge für die Umsetzung der deutschen Nachhaltigkeitsstrategie zu entwickeln und diesbezüglich auf wichtige Problemfelder aufmerksam zu machen. Das auch „Nachhaltigkeitsrat“ genannte Gremium hat sich in den vergangenen Jahren, insbesondere in Person seines Vorsitzenden Dr. Volker Hauff, zu einem wichtigen Fürsprecher der CCS-Technologie entwickelt. Bereits 2003 beschrieb der Rat in einer Stellungnahme zur Kohlenutzung die CCS-Technologie als Voraussetzung für eine nachhaltige Nutzung der Kohle und daher einen „notwendigen Entwicklungsschritt“ (Rat für nachhaltige Entwicklung 2003).

Diese Positionierung wurde in den folgenden Jahren weiter präzisiert. Im Herbst 2008 veröffentlichte der Rat

ein Positionspapier zu wichtigen energiepolitischen Fragen, in dem die CCS-Technologie insbesondere mit Blick auf die globale Ebene als zentrale Option für die CO₂-Minderung eingeordnet wird. Deutschland als Land mit einer langjährigen Tradition im Bereich der Energietechnologie stehe vor diesem Hintergrund in einer globalen Verantwortung, die CCS-Technologie zu entwickeln und anzuwenden. Es wird daher gefordert, nach 2015 kein Kohlekraftwerk mehr ohne CCS zu genehmigen und ab 2010 jede neue fossil befeuerte Anlage nachrüstungsfähig zu errichten. Für bereits bestehende Anlagen, die mehr als der jeweilige Durchschnitt der Stein- und Braunkohlekraftwerke emittieren, wird vorgeschlagen, diese bereits heute ordnungsrechtlich zu Nachbesserungen zu veranlassen (Rat für nachhaltige Entwicklung 2008).

Im Sommer 2009 setzte sich Hauff im Rahmen der Debatte über den Entwurf der Bundesregierung für ein CCS-Gesetz energisch für die Nutzung und Förderung der Technologie ein, da Deutschland in den kommenden Jahrzehnten noch nicht völlig auf Basis erneuerbarer Energien versorgt werden könne. Hauff unterstützte daher das CCS-Gesetz und forderte darüber hinaus, eine groß angelegte Forschungsinitiative zur Aufbereitung des CO₂ und zu dessen Einsatz als Rohstoff anzustoßen (Rat für nachhaltige Entwicklung 2009a). Die Bedenken von Umweltverbänden zur CCS-Technologie bezeichnete er als „provinziell“ (Rat für nachhaltige Entwicklung 2009b). Im Dezember 2009 forderte Michael Vassiliadis, Vorsitzender der Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie (IG BCE) und Mitglied des Nachhaltigkeitsrates, die Bundesregierung auf, die CCS-Technologie zu fördern und daran zu arbeiten, die Akzeptanz der Technologie in der Bevölkerung zu erhöhen (Rat für nachhaltige Entwicklung 2009c).

Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU)

Der SRU wurde 1971 von der Bundesregierung eingerichtet und gehört damit zu den ersten Institutionen wissenschaftlicher Politikberatung für die deutsche Umweltpolitik. Auftrag des Rates ist es, die Umweltsituation und Umweltpolitik in Deutschland und deren Entwicklungstendenzen darzustellen und zu begutachten sowie umweltpolitische Fehlentwicklungen und Möglichkeiten zu deren Vermeidung oder Beseitigung aufzuzeigen.

Der SRU hat sich im Rahmen einer öffentlichen Anhörung des Bundestages zum CCS-Gesetz am 25. Mai 2009 kritisch zu dem vorliegenden Gesetzesentwurf geäußert. In der Stellungnahme werden Unsicherheiten hinsichtlich des Umfangs der Lagerkapazitäten sowie der ökologischen Risiken der CO₂-Einlagerung hervorgehoben. Überdies weist der SRU auf mögliche Nutzungskonkurrenzen der CO₂-Lagerung mit der tiefen Geothermie, der Druckluft und der Erdgasspeicherung sowie die hohen Kosten der CCS-Technologie hin.

Der SRU lehnt den Gesetzesentwurf der früheren Bundesregierung ab. Ein wichtiger Grund hierfür ist, dass der Entwurf angesichts der genannten Unwägbarkeiten zu wichtigen Fragen, wie zum Beispiel zur Deckungsvorsorge, Verordnungsermächtigungen vorsieht. Dies bedeute, dass Entscheidungen zu wesentlichen Fragen

anhand noch zu schaffender Verordnungen ohne Beteiligung des Parlaments getroffen werden könnten.

Überdies gelänge es dem Entwurf nicht, „eine strategische und langfristige Abwägung möglicher Nutzungskonflikte sicherzustellen“ (SRU 2009a). Er würde demnach zu einer langfristigen Einschränkung der politischen Handlungsspielräume führen, da die Entscheidung über die Art der Nutzung der verfügbaren Lagerstätten eine wesentliche „strategische Weichenstellung“ bedeute (SRU 2009a). Außerdem wird kritisiert, dass die Übergabe der Verantwortung für die Lagerstätten nach einem Zeitraum von 30 Jahren eine Verlagerung der Kosten auf die betroffenen Bundesländer im Norden und Osten Deutschlands bedeute und demnach gleichbedeutend mit einer indirekten Subventionierung der CCS-Betreiber wäre.

Aufgrund der skizzierten Kritik setzt sich der SRU für ein Forschungsgesetz ein, das die Erprobung von CCS in einer begrenzten Anzahl von Demonstrationsanlagen ermöglicht. Auf diese Weise solle vermieden werden, eine grundsätzliche Entscheidung über die Anwendung der Technologie zu treffen, bevor deren Chancen und Risiken ausführlich untersucht worden seien. Während der Verhandlungen für den Koalitionsvertrag der neuen Bundesregierung unterstrich der SRU seine bisherige Position zu CCS in einem Schreiben an die Vertreter von CDU/CSU und FDP in den Verhandlungsgruppen Wirtschaft, Umwelt und Energie. In dem Brief heißt es, ein neues CCS-Gesetz sollte ein Bewirtschaftungskonzept für die Speicherflächen vorsehen. Bei der Nutzung der Lager empfiehlt der SRU, abgetrenntes CO₂ aus Biomassekraftwerken und industriellen Prozessen sowie die Geothermie und die Energiespeicherung prioritär vor der CO₂-Abtrennung aus Kraftwerken zu behandeln (SRU 2009b).

Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB)

Das TAB wurde 1990 beim Deutschen Bundestag eingerichtet, um eine bessere Informationsgrundlage für forschungs- und technologiebezogene Entscheidungen zu schaffen. Im November 2007 veröffentlichte das Büro einen Arbeitsbericht zum Thema CO₂-Abscheidung und -Lagerung. In dem Bericht werden neben der Treibhausgasreduktion der schonende Umgang mit endlichen Ressourcen, ökonomische Effizienz sowie soziale Aspekte (zum Beispiel gesellschaftliche Akzeptanz, Umgang mit Langzeitrissen) als wichtige Kriterien für die Bewertung der Technologie genannt. Derzeit bestehen mit Blick auf diese Punkte jedoch noch große Unsicherheiten, so dass das TAB zu dem Schluss kommt, die aktuelle Wissensbasis reiche für „eine belastbare Einschätzung der technischen und ökonomischen Machbarkeit von CCS und eine Bewertung, welchen Beitrag CCS zum Erreichen der Klimaschutzziele leisten kann, bei Weitem nicht aus“ (TAB 2007). Es gelte daher, wichtige Wissenslücken zu schließen. Bei der Forschung und Entwicklung in den Bereichen CO₂-Abscheidung, CO₂-Konditionierung und CO₂-Transport sieht das TAB vorrangig die Industrieunternehmen in der Verantwortung. Hauptaufgabe des Staates sei die Schaffung verlässlicher rechtlicher

Rahmenbedingungen für diese Aktivitäten sowie die Forschung zum Thema CO₂-Lagerung.

Für die Erarbeitung eines Rechtsrahmens schlägt das TAB ein zweistufiges Verfahren vor. Zur Umsetzung bevorstehender CCS-Vorhaben soll eine kurzfristig zu realisierende „Interimslösung“ (TAB 2007) die Voraussetzungen schaffen. Gleichzeitig gelte es, einen umfassenderen Regulierungsrahmen zu entwickeln, der der Interimslösung nachfolgen könnte, wenn CCS großtechnisch verfügbar ist.

Hinsichtlich der CO₂-Lagerung sieht TAB neben Fragen zu den Wechselwirkungen von CO₂ mit dem Gestein im Untergrund und einer präziseren Bestimmung der Lagerstättenkapazität insbesondere bei möglichen Nutzungskonkurrenzen (zum Beispiel mit der Erdgasspeicherung oder der tiefen Geothermie) hohen Forschungsbedarf. Gleichzeitig wird jedoch hervorgehoben, dass die technologische Forschung zur CO₂-Abscheidung und -Lagerung von einer sozialen und umweltwissenschaftlichen Begleitforschung ergänzt werden müsse. Dies sei erforderlich, um eine fundierte Einschätzung der ökonomischen, ökologischen und sozialen Folgewirkungen der CCS-Technologie zu ermöglichen. Außerdem müsse eine bundesweite Kommunikations-, Informations- und Beteiligungsstrategie entworfen werden, um Akzeptanz innerhalb der Gesellschaft zu erzeugen.

Umweltbundesamt (UBA)

Das 1974 gegründete Umweltbundesamt ist Deutschlands zentrale Umweltbehörde. Es bietet der Bundesregierung wissenschaftliche Unterstützung und ist für den Vollzug von Umweltgesetzen zuständig. In einem im Jahr 2006 veröffentlichten Positionspapier sprach sich das UBA für eine nachhaltige Klimapolitik aus, die vorrangig auf den Umstieg auf erneuerbare Energien und eine verbesserte Energieeffizienz setzt. CCS hingegen wird aufgrund der Wirkungsgradverluste infolge der CO₂-Abscheidung und der Endlichkeit der CO₂-Lagerstättenpotenziale als nicht nachhaltige Technologie eingestuft. Das UBA räumt jedoch ein, dass die Technologie als Übergangsoption notwendig sein könnte, falls bestimmte Rahmenbedingungen sichergestellt würden, wie zum Beispiel eine maximale Leckagerate von 0,01 Prozent im Jahr und die Entwicklung eines anspruchsvollen Rechtsrahmens zur Gewährleistung hoher Lagersicherheit. (UBA 2006)

Im Mai 2009 veröffentlichte das UBA ein aktualisiertes Positionspapier zur CCS-Technologie. Darin wird ebenfalls betont, dass Deutschland seine Klimaschutzziele bei erheblichen Energieeinsparungen und einer konsequenten Nutzung erneuerbarer Energien auch ohne CCS erreichen könne. CCS wird nur als Übergangstechnologie betrachtet falls Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und der Verbreitung erneuerbarer Energien nicht greifen. Das UBA hebt insbesondere noch bestehende technische Unsicherheiten auf allen Stufen der CCS-Prozesskette und mögliche Nutzungskonkurrenzen mit der geothermischen Wärme- und Stromerzeugung hervor. Es plädiert daher für die Schaffung einer unterirdischen Raumordnung, um konkrete Konflikte in Bezug auf die Nutzung geologischer Formen zu vermeiden. (UBA 2009a)

Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU)

Der WBGU wurde 1992 von der Bundesregierung als unabhängiges wissenschaftliches Beratungsgremium gegründet. Zu seinen Hauptaufgaben zählen die Analyse und Bewertung globaler Umwelt- und Entwicklungsprobleme sowie die Beobachtung und Begutachtung nationaler Politiken zur Umsetzung einer nachhaltigen Entwicklung.

Der WBGU hat im Jahr 2006 ein Sondergutachten zur Zukunft der Meere veröffentlicht, in dem die fortschreitende Erwärmung und Versauerung der Meere thematisiert werden (WBGU 2006). In einem Kapitel des Berichts werden Möglichkeiten zur CO₂-Lagerung im Ozean und unter dem Meeresboden sowie das Potenzial, die Kosten, Risiken und die rechtliche Umsetzung dieser Optionen diskutiert und erläutert. Die Lagerung im Ozean, zum Beispiel durch direkte Injizierung des Gases oder dessen Lagerung am Meeresboden, lehnt der WBGU aufgrund unkalkulierbarer Auswirkungen auf das Ökosystem grundsätzlich ab. Er empfiehlt, ein entsprechendes Verbot auf internationaler Ebene zu erlassen. Überdies weist das Gutachten darauf hin, dass die Meereslagerung von CO₂ wegen der ständigen Wechselwirkungen zwischen Ozean und Atmosphäre die langfristigen Auswirkungen des Ausstoßes von CO₂-Emissionen nicht vermindert.

Mit Blick auf die CO₂-Lagerung unter dem Meeresboden kommt das Gutachten zu einem differenzierteren Urteil, da hier das Risiko negativer Umweltauswirkungen als geringer eingeschätzt wird. Angesichts des stark steigenden Energiebedarfs in Entwicklungs- und Schwellenländern betrachtet der WBGU diese Methode der CO₂-Lagerung als mögliche Übergangstechnologie und Ergänzung für nachhaltigere Strategien zur CO₂-Reduktion. Es wird jedoch darauf hingewiesen, dass die Förderung der CCS-Technologie durch Politik und Wirtschaft nicht zu einer Vernachlässigung von erneuerbaren Energien und Energieeffizienz führen dürfte. Überdies wird empfohlen, die Nutzung der Technologie durch einen rechtlichen Rahmen zu regeln und auf einen limitierten Zeitraum (zum Beispiel einige Jahrzehnte) zu beschränken.

Zusammenfassend kann festgestellt werden: Die Haltung der Beratungsgremien der Bundesregierung zur CCS-Technologie ist größtenteils ablehnend. SRU, TAB, WBGU und UBA weisen auf die großen Unsicherheiten bei der Nutzung der Technologie, vor allem der Lagerung, hin und empfehlen, frühzeitige Weichenstellungen zu vermeiden. Die Technologie dürfe zudem die Entwicklung erneuerbarer Energien und eine Verbesserung der Energieeffizienz nicht behindern. Insbesondere das UBA stuft CCS als nicht nachhaltig im Sinne einer nachhaltigen Entwicklung ein. Der Nachhaltigkeitsrat spricht sich hingegen dafür aus, bei der Entwicklung von CCS eine Vorreiterrolle einzunehmen, um eine nachhaltige Nutzung der Kohle zu ermöglichen.

5.5 Wissenschaft

Öko-Institut e.V.

Das Öko-Institut betrachtete in der öffentlichen Anhörung des Bundestages die CCS-Technologie als eine „wichtige CO₂-Minderungsoption (...) – im globalen Raum, aber durchaus auch für Deutschland“ (Matthes et al. 2009). Als potenzielles Einsatzgebiet wird nicht nur der Kraftwerkssektor, sondern auch die Vermeidung von CO₂ aus industriellen Quellen wie der Stahlindustrie, der Zementherstellung und der chemischen Industrie betrachtet. CCS müsse als „Multi-use-Option“ eingestuft werden, da für die Erreichung des 2°C-Ziels eine Reduktion industrieller Prozessemissionen in Deutschland und weltweit erforderlich sei. In Deutschland summieren sich die Prozessemissionen auf 80 Mio. und global auf 2,5 Mrd. t pro Jahr (Energiewirtschaftliche Tagesfragen 2009). Dies entspricht einem Anteil von 9 Prozent an den gesamten deutschen energiebedingten CO₂-Emissionen. Global liegt der Anteil bei rund 8 Prozent (BMWi 2009b).

Die Schaffung eines langfristig angelegten Regulierungsrahmens inklusive einer Revisionsklausel durch die Bundesregierung wird vom Öko-Institut grundsätzlich unterstützt. Das Institut kritisiert jedoch zahlreiche Detailregelungen des Gesetzes. So enthalte der Gesetzesentwurf keine ausreichenden Elemente zur Ermittlung und Lösung langfristiger Nutzungskonkurrenzen und kein Instrumentarium zur Planung einer umfassenden CO₂-Transportinfrastruktur. Beide Punkte müssten dringend in eine Gesetzesrevision im Jahr 2015 einfließen. Außerdem wird empfohlen, rechtzeitig eine ausreichende Information und Beteiligung der Bevölkerung sicherzustellen, um Akzeptanzprobleme an den Lagerstätten zu vermeiden.

Andere Abschnitte des Gesetzesentwurfs, wie die Verantwortungsübertragung für die CO₂-Lager auf die Länder nach 30 Jahren und Pflichten zur Deckungsvorsorge, werden positiv bewertet. Ergänzend zur nationalen Regulierung schlägt das Öko-Institut vor, Programme zur Initiierung eines Know-How-Transfers im Bereich CCS-Regulierung aufzulegen (Öko-Institut 2009).

Potsdam Institut für Klimafolgenforschung (PIK)

Das PIK hat in Person des Institutsdirektors Prof. Hans-Joachim Schellnhuber sowie seines Stellvertreters Prof. Ottmar Edenhofer wiederholt einen weltweiten Einsatz der CCS-Technologie als Voraussetzung für die Einhaltung des 2°C-Ziels bezeichnet. Laut Edenhofer wäre für eine ambitionierte Klimapolitik ohne CCS ein schneller Ausstieg aus der Kohlenutzung erforderlich. In diesem Falle würden jedoch die reichhaltigen Kohlereserven der weltweit größten CO₂-Emittenten wie China, die USA und Indien entwertet und die genannten Länder sich nicht an einem internationalen Abkommen für den Klimaschutz beteiligen (TAZ 2009).

Das PIK argumentiert außerdem, dass CCS nicht allein im Zusammenhang mit der Kohlenutzung von Bedeutung sei, sondern in Kombination mit der Verbrennung von Biomasse angewendet werden könnte. Wird bei der Verbrennung von Biomasse CO₂ abgeschieden, entstehen

negative Emissionen, da Energie aus Pflanzen durch deren Bindung von Kohlenstoff grundsätzlich emissionsneutral genutzt werden kann. Der Einsatz von Biomasse-CCS-Systemen werde insbesondere bei ambitionierten Klimaschutzpfaden erforderlich, die eine Treibhausgaskonzentration von 400 ppm in der Atmosphäre für die Einhaltung des 2°C-Ziels für notwendig erachten. Das PIK fordert daher, die begrenzten Ressourcen für die Lagerung von CO₂ für Biomasse-CCS-Prozesse zu nutzen, da nur auf diese Weise negative Emissionen erzielt werden könnten (Edenhofer et al. 2009). Überdies empfiehlt es die Einführung eines Knappheitspreises für die Nutzung unterirdischer Lagerstätten, damit deren optimale zeitliche und sektorale Nutzung gewährleistet werde. Edenhofer fordert die Realisierung von Demonstrationskraftwerken, um die technische und ökonomische Machbarkeit, die ökologische Effektivität und insbesondere die soziale Akzeptanz der Technologie darzustellen.

Forschungszentrum (FZ) Jülich

Unter dem Dach des Forschungszentrums Jülichs arbeiten verschiedene Institute zum Thema CCS. Die thematische Bandbreite umfasst dabei sowohl die Entwicklung neuer Technologien zur CO₂-Abscheidung als auch die energiewirtschaftliche und umweltseitige Bewertung der Technologie. In energie- und klimapolitischen Modellrechnungen kommt das FZ Jülich zu dem Schluss, dass die CCS-Technologie innerhalb einer kostenoptimalen Klimaschutzstrategie für Deutschland eine wichtige Rolle spielen könne. Werde bis zum Jahr 2030 eine CO₂-Reduktion von 40 Prozent gegenüber 1990 angenommen, summierten sich die durch den Einsatz von CCS entstehenden Kostenersparnisse für den Zeitraum von 2020 bis 2030 auf 20 Mrd. Euro (Martinsen et al. 2006). Die Szenarienrechnungen gehen davon aus, dass CCS ab einem Preis von 30 Euro je Tonne vermiedenen CO₂ marktfähig sein wird.

Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung (IZT)

Das IZT ist eine gemeinnützige Forschungseinrichtung, die Szenarien zur Technologiebewertung erarbeitet und daraus Empfehlungen für Politik, Wirtschaft und Zivilgesellschaft ableitet. Der Direktor des Instituts, Prof. Rolf Kreibich, hat sich im Rahmen einer Informationsveranstaltung zum Thema CCS in Schleswig-Holstein klar gegen eine Nutzung der CCS-Technologie ausgesprochen. Diese führe zu einem signifikanten Anstieg des Primärenergiebedarfs fossiler Kraftwerke und hoher Kosten, während die erreichbaren Abscheideraten und Wirkungsgrade noch weitgehend ungeklärt seien. Überdies entstünden unkalkulierbare Risiken in den Lagergebieten, da die großtechnische CO₂-Lagerung mit „völlig unbekannten Wirkungen, Dichtigkeiten, Überprüfungen, Überwachungen, möglichen Havarien, Umweltwirkungen und Gesundheitsgefahren“ verbunden sei. Letztlich würde CCS die Nutzung zentraler, fossil befeuerter Großkraftwerke verlängern und finanzielle Mittel, die für die Förderung von erneuerbaren Energien benötigt würden, binden (IZT et al. 2009).

Zusammenfassend kann festgestellt werden: Deutsche Forschungsinstitutionen nehmen eine ambivalente Hal-

tung zur CCS-Technologie ein. PIK und Öko-Institut sehen CCS als notwendige Klimaschutzoption an, die insbesondere in Sektoren (zum Beispiel Schwerindustrie) oder Ländern (zum Beispiel China oder Indien) eingesetzt werden sollte, in denen CO₂-Reduktionen bzw. ein damit verbundener Strukturwandel schwer zu erreichen sind. Das FZ Jülich betrachtet CCS auch für Deutschland als wichtige Option, während das IZT die Technologie grundsätzlich ablehnt.

5.6 Zusammenfassende Einschätzung der Haltung relevanter Akteure

In den vergangenen Jahren ist die Anzahl der Akteure, die sich mit der Thematik CCS in der öffentlichen Debatte platzieren, stetig gewachsen. Waren es 2007 noch hauptsächlich Energieversorger und Umweltorganisationen sowie eher kurze Berichterstattungen in den Medien über politische und wirtschaftliche Aussagen zu CCS-Technologien, so findet man heute zahlreiche Positionen und Stellungnahmen aus den unterschiedlichsten sozialen, wirtschaftlichen, politischen Lagern.

Die im Fokus stehenden Themen über CCS-Technologien sind mittlerweile sehr viel ausdifferenzierter. Wurde 2007 noch hauptsächlich über die technische und wirtschaftliche Machbarkeit der Technologie diskutiert, so erkennt man heute einen breiteren und offeneren Austausch mit dem Thema, der weitergehende Aspekte wie zum Beispiel mögliche Nutzungskonkurrenzen mit anderen

Technologien oder Haftungsfragen einschließt. Darüber hinaus wird deutlich, dass über CCS nicht nur im Kontext von Kohlekraftwerkstechnologien berichtet wird, sondern dass mittlerweile auch industrielle Anwendungen der Technologie als Option zur Verringerung von Prozessemissionen immer stärker in den Vordergrund rücken. Auch im Rahmen der Biomassenutzung wird die Technologie immer öfter erörtert. Für Deutschland wird besonders die technische Weiterentwicklung der CCS-Technologien betont, die Umsetzung und Anwendung sehen die meisten Akteure eher in den aufstrebenden Industrienationen, die über eine beachtliche Menge an Kohle verfügen (zum Beispiel China, Indien).

Mit dem Zuwachs an Wissen über CCS-Technologien bilden die Akteure immer stärkere Positionen heraus. Ein Spezifikum dieser Debatte bleibt: Nach wie vor sind die Sichtweisen und Haltungen zum Thema CCS selbst innerhalb bestimmter Akteursgruppen (zum Beispiel Umwelt-NGOs, Wissenschaft) sehr unterschiedlich in Richtung pro oder contra ausgeprägt. Abb. 5-1 fasst zusammen, wo auf einem Kontinuum zwischen Befürwortung und Ablehnung die einzelnen Akteursgruppen anhand ihrer Aussagen in Positionen und Stellungnahmen¹¹ einzuordnen sind.

¹¹ Die Einordnung der einzelnen Akteure erfolgte durch eine rein qualitative Analyse. Ausschlaggebend für die Einordnung waren grundlegende Aussagen der Akteure zu CCS-Technologien.

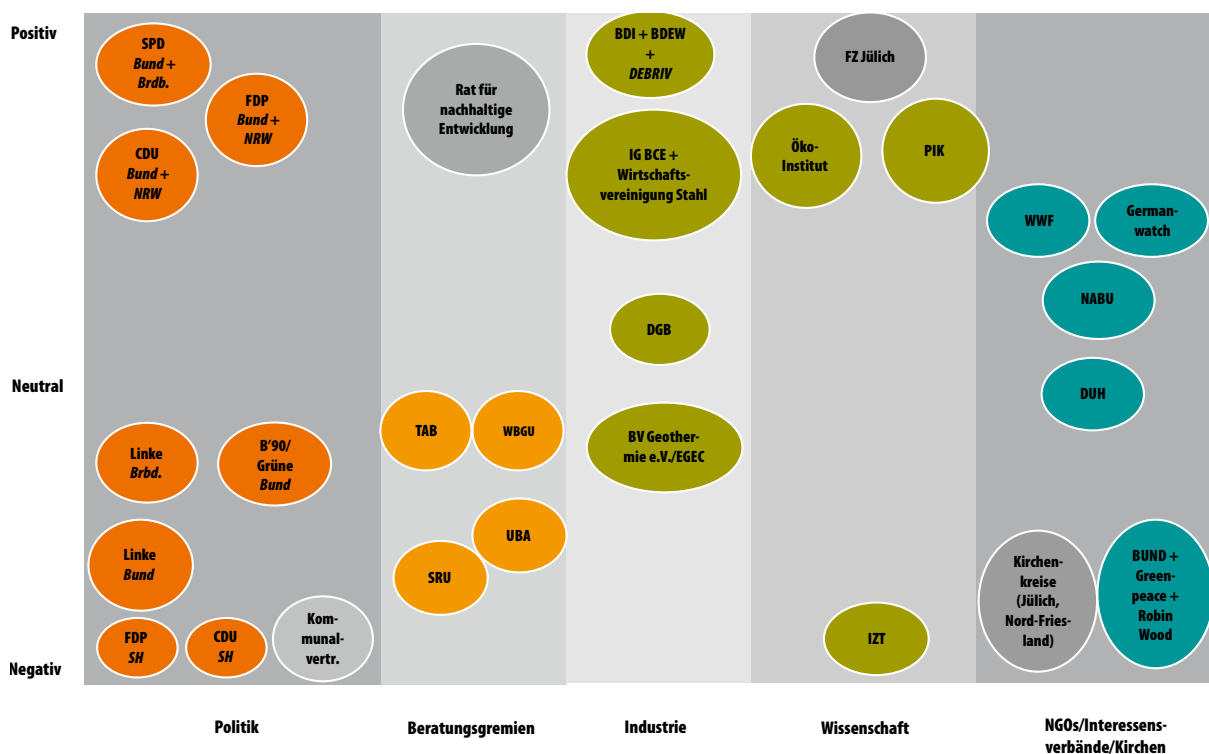


Abb. 5-1 Übersicht der Haltungen relevanter Akteure aus dem Bereich CCS

Quelle: eigene Darstellung

Rechtliche Aspekte der Einführung von CCS in der Kraftwerkstechnik

Nachdem zunächst weit überwiegend die ingenieurtechnischen, wirtschaftlichen, geologischen und geotechnischen Aspekte im Vordergrund der nationalen und internationalen Diskussion um die CCS-Technologie standen, gelangten mit dem Erscheinen des IPCC Special Report on Carbon Capture and Storage im Jahr 2005 zunehmend auch politische, sozioökonomische und rechtliche Aspekte in den Fokus. Es setzte sich in der Folge relativ zügig die Erkenntnis durch, dass der bestehende Rechtsrahmen nicht ausreicht, um

- die für Investitionen in Forschung und Entwicklung unabdingbare Rechts- und Investitionssicherheit für Vorhabenträger zu schaffen und
- das spezifische und angesichts der für die Klimawirkung notwendigen Lagerdauer auch langfristige Gefahren- und Risikopotenzial, insbesondere des finalen Verfahrensschritts des CCS-Verfahrens, der dauerhaften CO₂-Speicherung, zu erfassen.

Diese Erkenntnis war dabei nicht begrenzt auf deutsches Recht (Dietrich 2007, Grünwald 2007), sondern betraf auch den bestehenden Rechtsrahmen anderer EU-Mitgliedstaaten sowie das europäische Recht und internationale Vertragswerke (IEA 2005, Hendriks et al. 2005).

Das politische Ziel der massiven Senkung von CO₂-Emissionen zur Begrenzung des globalen Klimawandels vor Augen, setzte auf der Ebene europäischen Rechts eine rasante Entwicklung ein. Ein verlässlicher klima- und umweltwirksamer Rechtsrahmen für das CCS-Verfahren sollte geschaffen werden. Die Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung anderer Rechtsakte (kurz: CCS-Richtlinie 2009/31/EG) ist am 25.06.2009 in Kraft getreten. Gemeinschaftsweit gelten nunmehr die gleichen Maßstäbe für die Anforderungen zur Nutzung der CCS-Technik. Die Richtlinie greift für die Verfahrensschritte der CO₂-Abscheidung und des CO₂-Transports teilweise auf bestehende Vorschriften zurück. Für den finalen Verfahrensschritt, also die dauerhafte Speicherung von CO₂, wird hingegen ein insgesamt neues und eigenes Rechtsregime geschaffen. Damit erscheint die Rechtsentwicklung in den Mitgliedstaaten vorgezeichnet, wenn sich diese für die Regelung und Nutzung der CCS-Technik auf ihrem Hoheitsgebiet entscheiden.

Die folgende Darstellung zentraler rechtlicher Aspekte der Nutzung der CCS-Technologie gliedert sich wie folgt:

- Rechtsrahmen für die CCS-Technologie auf der Ebene europäischen Rechts

- Rechtsrahmen der internationalen Verträge
- Entwicklungen außerhalb der EU am Beispiel des US-Bundesstaates Wyoming sowie des australischen Bundesstaates Victoria
- Umsetzung in anderen EU-Mitgliedsstaaten am Beispiel der Niederlande und Polens
- Rechtsrahmen für die CCS-Technologie auf der Ebene des deutschen Rechts

In den folgenden Ausführungen werden dabei nicht alle denkbaren technischen Verfahren und Möglichkeiten erörtert, in denen CCS zum Einsatz gelangen kann. Im Fokus der Betrachtung steht die Nutzung der CCS-Technik im Bereich fossil befeuerter Kraftwerke.

6.1 Rechtsrahmen für die CCS-Technologie auf der Ebene europäischen Rechts

6.1.1 Entwicklungen

Die zweite Phase des europäischen Programms zur Klimaänderung (ECCP II) wurde im Februar 2005 durch die Mitteilung der Kommission mit dem Titel „Strategie für eine erfolgreiche Bekämpfung der globalen Klimaänderung“ eingeleitet¹², mit der die künftige Klimapolitik der EU ausgearbeitet werden sollte. Gleichzeitig wurde auch eine Arbeitsgruppe zum Thema „Carbon Capture and Geological Storage (CCS)“ eingesetzt.¹³ Diese Arbeitsgruppe III sollte neben der Bewertung des Potenzials, ökonomischer Aspekte sowie der Risiken der CCS-Technologie vor allem den regulatorischen Handlungsbedarf herausarbeiten und zudem die Kernelemente eines geeigneten Rechtsrahmens für die Entwicklung einer umweltverträglichen Nutzung der CCS-Technologie beschreiben und sondieren. In dem im Juni 2006 vorgelegten Abschlussbericht der Arbeitsgruppe III wurde ein nicht unerheblicher Regulierungsbedarf festgestellt und die Kommission aufgefordert, die Rolle von CCS unter der Geltung des Europäischen Rechts insbesondere in Bezug auf das Wasser- und Abfallrecht zu ändern, einen klaren politischen und rechtlichen Rahmen für die Nutzung von CCS zu schaffen sowie bestehende rechtliche Hindernisse zu beseitigen (ECP II 2006).

¹² KOM(2005)0035.

¹³ Angenommener Abschlussbericht der Arbeitsgruppe III (Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid) vom 01.06.2006, European Climate Change Programme II (ECCP II).

In der Mitteilung „*Begrenzung des globalen Klimawandels auf 2 Grad Celsius – Der Weg in die Zukunft bis 2020 und darüber hinaus*“ vom 10. Januar 2007 bekräftigte die EU-Kommission, dass in der CCS-Technik eine Zukunftsoption zur fortgesetzten Nutzung fossiler Brennstoffe zu sehen ist¹⁴. Sie stellte mit der Mitteilung „*Nachhaltige Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen – Ziel: Weitgehend emissionsfreie Kohlennutzung nach 2020*“ vom gleichen Tage zugleich heraus, dass ein rechtlicher und politischer Rahmen für CCS in der EU unter Beseitigung Hindernisse des geltenden Rechts geschaffen werden soll, damit CCS umweltverträglich, sicher und zuverlässig genutzt werden kann und geeignete Anreize zur Nutzung von CCS gesetzt werden.¹⁵

Entsprechend der Aufforderung durch den Europäischen Rat vom März 2007,¹⁶ den erforderlichen Rechtsrahmen zu schaffen, legte die EU-Kommission am 23. Januar 2008 ihren vielbeachteten Entwurf für ein Energie- und Klimapaket vor (siehe auch Abb. 2-2). Wesentlicher Bestandteil des Gesetzespaketes war der Vorschlag der Kommission für eine Richtlinie über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinien 85/337/EWG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2001/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006.¹⁷ Nach Durchführung der Beratungen, Anhörungen sowie der Einholung der notwendigen Stellungnahmen verabschiedete der Europäische Rat am 6. April 2009 die nunmehr gegenüber der ersten Entwurfsfassung modifizierte CCS-Richtlinie. Die CCS-Richtlinie 2009/31/EG wurde am 05.06.2009 im Amtsblatt der Europäischen Union veröffentlicht und trat am 25. Juni 2009 – dem zwanzigsten Tag nach ihrer Veröffentlichung – in Kraft.¹⁸ Die CCS-Richtlinie (2009/31/EG) ist bis zum 25. Juni 2011 durch die Mitgliedstaaten umzusetzen. Entscheidende Bedeutung für die Regelung und die zukünftige Entwicklung des CCS-Verfahrens kommt neben der CCS-Richtlinie 2009/31/EG der ebenfalls im Rahmen des EU-Klimapaktes verabschiedeten und gleichzeitig in Kraft getretenen Richtlinie 2009/29/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. April 2009 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des Gemeinschaftssystems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten zu.¹⁹ Eine darin vorgesehene entscheidende Ausweitung des Emissionshandelssystems ist die Einbeziehung aller Tätigkeiten entlang der CCS-Kette in den europäischen Emissionshandel.

6.1.2 Regelungsrahmen der CCS-Richtlinie (2009/31/EG)

Die kompetenziell auf Artikel 175 EG-Vertrag gestützte CCS-Richtlinie (2009/31/EG) gliedert sich in insgesamt acht Kapitel mit 41 Artikeln und enthält zwei Anhänge. Bei der Regelung des CCS-Verfahrens stand der europäische Gesetzgeber – ebenso wie nunmehr die nationalen Gesetzgeber (Grünwald 2007, Dietrich 2007, Schulze et al. 2008) – vor der Frage, ob das sich im Wesentlichen in drei Verfahrensschritten aufteilende Gesamtverfahren einheitlich in einer eigenen Richtlinie kodifiziert oder aber die verschiedenen Verfahrensschritte in die bestehenden Rechtsakte integriert werden sollen. Der europäische Gesetzgeber hat sich in der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) entschieden, die sicherheitstechnischen und umweltbezogenen Anforderungen an die CO₂-Speicherung in einer eigenen neuen Richtlinie zu regeln. Die *Abscheidung* und der *Transport* des CO₂ werden weit überwiegend in die bestehenden europäischen Rechtsakte integriert.

Zentrale Bedeutung für die künftigen mitgliedstaatlichen Regelungen der CO₂-Speicherung kommt also der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) zu, in der die CO₂-Speicherung umfassend geregelt wird. Angesichts des mit der CO₂-Speicherung einhergehenden Risiko- und Gefahrenpotenzials ist es originäre Aufgabe des Rechts und damit des Gesetzgebers, die notwendigen Instrumente bereitzustellen, um ein hohes Maß an Vorsorge und Gefahrenabwehr auf der einen Seite und Investitions- und Planungssicherheit auf der anderen Seite zu gewährleisten (so zutreffend Schulze et al. 2008). Diese Ziele vor Augen, ist in der Richtlinie ein detailliertes Regelungsgeflecht über den Betrieb, die Schließung, die Verantwortlichkeit für die Speicherstätten sowie für Nachsorgeverpflichtungen nach Schließung der Anlagen vorgesehen, um den Verbleib des einmal verpressten CO₂ in den Speicherstätten dauerhaft sicherzustellen (vergleiche Doppelhammer 2008, Dietrich und Bode 2008, Hellriegel 2008a, Radgen et al. 2009, Viebahn und Luhmann 2009). Weiter ist bedeutsam, dass die CCS-Technologie durch den europäischen Gesetzgeber als eine sogenannte „Brückentechnologie“ zur Abschwächung des Klimawandels eingestuft wird, deren Nutzung allerdings keine Anreize dafür setzen soll, dass der Anteil von Kraftwerken, die mit konventionellen Brennstoffen befeuert werden, steigt. Auch soll die Entwicklung von CCS sowohl bei der Forschung als auch bei der Finanzierung nicht dazu führen, dass die Bemühungen zur Förderung von Energiesparmaßnahmen, von erneuerbaren Energien und von anderen sicheren und nachhaltigen kohlenstoffarmen Technologien verringert werden (vergleiche Erwägungsgrund 4 der CCS-Richtlinie (2009/31/EG)). Die CCS-Technik steht damit jedenfalls für den Zeitraum des Übergangs in der Energieversorgung, dem „Brückenzeitraum“, gleichberechtigt im Sinne der Konsolidierung und Sicherung der Energieversorgung mit konventionellen Brennstoffen neben den weiteren Klimaschutztechnologien. Durch diese Ausführungen im vierten Erwägungsgrund der Richtlinie wird verdeutlicht, dass der Anteil der konven-

14 KOM(2007)0002, S. 29.

15 KOM(2006)0843, S. 9 f.

16 Ratsdokument 7224/07.

17 KOM /2008/0018 endg. Richtlinie 85/337/EWG (UVP-Richtlinie); Richtlinien 2000/60/EG (Wasserrahmenrichtlinie), 2001/80/EG (Großfeuerungsanlagenrichtlinie), 2004/35/EG (Umwelthaftungsrichtlinie), 2006/12/EG (Abfallrahmenrichtlinie) und der Verordnung (EG) Nr. 1013/2006 (Abfallverbringungsverordnung).

18 ABL L. 140 vom 5.6.2009, S. 114.

19 ABL L. 140 vom 5.5.2009, S. 63.

tionellen Brennstoffe am Energiemix durch die Nutzung der CCS-Technik nicht erhöht werden soll.²⁰

6.1.2.1 Zweck, Geltungsbereich und Begriffsbestimmungen

Das *erste Kapitel* (Artikel 1 bis 3) der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) betrifft den Gegenstand und Geltungsbereich und enthält eine Vielzahl von Begriffsbestimmungen. Wie politisch gewollt, ist Gegenstand der Richtlinie die Schaffung eines Rechtsrahmens für die Abscheidung, den Transport und – und darin liegt der Regelungsschwerpunkt – die umweltverträgliche geologische Speicherung von CO₂ zur Bekämpfung des Klimawandels (Artikel 1 Abs. 1). Zweck der umweltverträglichen geologischen CO₂-Speicherung ist die dauerhafte Rückhaltung des CO₂, um negative Auswirkungen und Risiken für die Umwelt und die menschliche Gesundheit zu vermeiden (Artikel 1 Abs. 2). Der Geltungsbereich nach Artikel 2 der Richtlinie erfasst geographisch die Speicherung von CO₂ im Hoheitsgebiet der Mitgliedsstaaten, ihren ausschließlichen Wirtschaftszonen sowie ihren Festlandsockeln. Zugleich wird die Geltung der Richtlinie für FuE-Vorhaben (geplantes Speichervolumen < 100 kt CO₂/a) ausgeschlossen und eine Speicherung in solchen Formationen, die sich über den Hoheitsbereich der Mitgliedstaaten hinaus erstrecken, ebenso verboten wie die CO₂-Speicherung in der Wassersäule.²¹

Hinsichtlich der Begriffbestimmungen soll an dieser Stelle nur angemerkt werden, dass es sich zwar juristisch betrachtet bei der Verpressung des CO₂ mit dem Ziel des dauerhaften Verbleibs des CO₂ in den geologischen Formationen, jedenfalls bei den bei großtechnischer Nutzung angestrebten Volumina, im rechtlichen Sinne nicht um eine *Speicherung* handelt. Eine solche setzt stets eine Wiederverwendung des eingelagerten Stoffs voraus. Rechtstechnisch entspricht die Verpressung des CO₂ in geologische Formationen ohne eine praktikable Möglichkeit der Wiederverwendung und damit bei einem dauerhaften Verbleib in den Formationen einer *Ablagerung*. In den Begriffsbestimmungen des Artikel 3 wird dennoch weiter der Begriff *Speicherung* verwendet, um den Ablagerungsvorgang des CO₂ zu beschreiben. Diese begriffliche Unschärfe ist zu bedauern, auf der Ebene des europäischen Rechts aber nunmehr seit dem Inkrafttreten der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) nicht mehr zu ändern, zumal sich im Englischen von Beginn an der Begriff *Carbon Capture and Storage* für die CO₂-Abscheidung und Ablagerung durchgesetzt und etabliert hatte (vergleiche dazu schon Dietrich und Bode 2005). Ebenso spricht auch die offizielle deutsche Übersetzung der Richtlinie durchgehend von *Speicherung*.

6.1.2.2 Explorationsgenehmigung: Anforderungen und Erteilungsvoraussetzungen

In *Kapitel 2* (Artikel 4 und 5) sind die grundlegenden Anforderungen an die Auswahl von Speicherstätten (Artikel 4) sowie die Voraussetzungen für die Erteilung einer Explorationsgenehmigung (Artikel 5) bestimmt. Nach Artikel 4 Abs. 1 verbleibt bei den Mitgliedstaaten das Recht zur Bestimmung und Auswahl bestimmter Gebiete, die als CO₂-Speicher näher in Betracht gezogen werden können sowie – schon aus kompetenziellen Gründen – das Recht, eine Speicherung im jeweiligen Hoheitsgebiet insgesamt oder in bestimmten Teilen nicht zuzulassen. Soll die CO₂-Speicherung durch einen Mitgliedsstaat zugelassen werden, dann müssen die Speicherkapazitäten abgeschätzt werden. Dazu kann die Genehmigung zur Aufsuchung und Erkundung („*Explorationsgenehmigung*“) erteilt werden.

Ob eine geologische Formation zur Speicherung geeignet ist, ist nach Maßgabe der Kriterien für die Charakterisierung und Bewertung des potenziellen Speicherkomplexes und der umliegenden Gebiete nach Artikel 4 Abs. 3 in Verbindung mit Anhang I zur Richtlinie anhand des dort vorgesehenen dreistufigen Verfahrens zu bestimmen. In Anhang I sind teilweise sehr detaillierte Anforderungen für die Eignungsprüfung der Speicherstätte festgeschrieben. So sind zum Beispiel den Speicherkomplex umgebende und gegebenenfalls konkurrierende Nutzungen (Exploration, Gewinnung und Speicherung von Kohlenwasserstoffen, geothermische Nutzung von Aquiferen und Nutzung von Grundwasserreserven) zu dokumentieren und umfassend geologische und geophysische Daten des Speicherkomplexes zu erheben. Unter *Speicherkomplex* ist gemäß Artikel 3 Nr. 6 die Speicherstätte mitsamt umliegenden geologischen Gegebenheiten, die die allgemeine Speicherintegrität und die Speichersicherheit beeinflussen können (das heißt sekundäre Rückhalteformationen), zu verstehen. *Speicherstätte* meint hingegen nach Artikel 3 Nr. 3 einen begrenzten Volumenbereich innerhalb einer geologischen Formation, der für die geologische Speicherung von CO₂ genutzt wird, mit den dazugehörigen Übertageeinrichtungen und Injektionsanlagen (für den geologischen Hintergrund siehe auch Kapitel 7.2.2).

In Artikel 5 ist vorgesehen, dass – sofern durch einen Mitgliedsstaat eine Erkundung vor Aufnahme der Speicherung für erforderlich gehalten wird – im nationalen Recht für die Exploration eine Genehmigungspflicht vorzusehen ist. Ohne diese darf eine Exploration nicht erfolgen. Die Explorationsgenehmigung darf darüber hinaus nur für einen begrenzten Volumenbereich von zu speicherndem CO₂ und nur für eine begrenzte, jedoch grundsätzlich verlängerbare Dauer erteilt werden. Zur Gewährleistung von Investitionssicherheit wird dem Inhaber einer Explorationsgenehmigung damit ein Exklusivrecht zur Erkundung der potenziellen Speicherkomplexe eingeräumt. Denn durch die Mitgliedstaaten ist während der Gültigkeitsdauer der Genehmigung sicherzustellen, dass keine konkurrierenden Nutzungen des Speicherkomplexes zugelassen werden. Dieses eingeräumte Exklusivrecht dürfte die Vorhabensträger ebenso wie die für die Entscheidung über Genehmigungsanträge zuständigen nationalen Entscheidungsträger – die großtechnische Um-

20 Da die CO₂-Abscheidung zu einem Mehrverbrauch an Brennstoffen von 18 – 32% (je nach Technologie) führt (siehe Tab. 10-1), würde dies eine entsprechende Reduktion von fossilen Kraftwerken im europäischen Energiemix im gleichen Maßstab bedeuten.

21 Dies betrifft jedoch nicht den außerhalb der Hoheitsbereiche der EU-Staaten liegenden Teil der Nordsee, für den stillschweigend Einvernehmen darüber besteht, sie als Speicher nutzen zu können.

setzung der CCS-Technik vorausgesetzt – vermutlich sowohl unter wettbewerbsrechtlichen als auch unter vergaberechtlichen Aspekten vor Probleme stellen. Bei mehreren Antragstellern für eine geeignete Speicherlokation muss angesichts der hohen Investitionen eine rechtssichere Verteilung der oftmals begrenzten Kapazitäten erfolgen (vergleiche dazu Viebahn und Luhmann 2009). Zu konkreten Vorgaben für die nationalen Behörden, nach welchen Kriterien in welcher Gewichtung hier die Entscheidung zu treffen ist, schweigt die Richtlinie und überlässt die Festschreibung der mitgliedstaatlichen Ausgestaltung. Welche Instrumente und Maßnahmen die Mitgliedstaaten nutzen, um diesbezüglich eine rechtssichere „Vergabe der Kapazitäten“ zu gewährleisten, wird die konkrete Umsetzung zeigen. Darauf und auf die Frage des Zugangs Dritter zu den begrenzten Kapazitäten wird unter Kapitel 6.1.2.5 näher eingegangen.

6.1.2.3 Speichergenehmigung: Anforderungen und Erteilungsvoraussetzungen

In Kapitel 3 (Artikel 6 bis 11) werden die Bedingungen und Anforderungen für die Erteilung einer Speichergenehmigung näher bestimmt. Nach Artikel 6 Abs. 1 haben die Mitgliedstaaten zu gewährleisten, dass Speicherstätten nicht ohne Speichergenehmigung betrieben werden, es nur einen Betreiber je Speicherstätte gibt und für die Speicherstätten keine konkurrierenden Nutzungen genehmigt werden. Verfahrensrechtlich ist durch die Mitgliedsstaaten sicherzustellen, dass die Speichergenehmigung – gleiches gilt im Übrigen für die Explorationsgenehmigung – allen Rechtspersonen offen steht, die über die notwendige Befähigung verfügen, und dass die behördliche Entscheidung nach Maßgabe objektiver, veröffentlichter diskriminierungsfreier Kriterien erfolgt. Das dem Inhaber einer Explorationsgenehmigung eingeräumte exklusive Nutzungsrecht setzt sich gemäß Artikel 6 Abs. 3 im Verfahren für die Speichergenehmigung fort. Dort heißt es, dass

- eine Speichergenehmigung vorrangig dem Inhaber einer Explorationsgenehmigung für diese Speicherstätte erteilt wird, wenn die Exploration abgeschlossen ist, alle in der Explorationsgenehmigung festgelegten Bedingungen erfüllt wurden und die Speichergenehmigung während der Gültigkeit der Explorationsgenehmigung beantragt wird und
- die Mitgliedstaaten gewährleisten, dass während des Gültigkeitszeitraums der Explorationsgenehmigung und Antragstellung keine konkurrierenden Nutzungen des Speicherkomplexes gestattet werden.

Dies bedeutet für den Inhaber einer Explorationsgenehmigung ein exklusives Nutzungsrecht an der zumeist mit hohen Investitionen verbundenen erkundeten geologischen Formation. Auch in den der Erteilung der Explorationsgenehmigung nachfolgenden Verfahren für die Speichergenehmigung sind sowohl wettbewerbsrechtliche als auch vergaberechtliche Fragestellungen zu erwarten, die seitens der mitgliedstaatlichen Regelungen durch konkrete Vorgaben, aber auch im Rahmen der Praxis bei großtechnischer Umsetzung von CCS, zu lösen sein werden (vergleiche zu denkbaren Nutzungskonflikten Dietrich und Schäperklaus 2009, SRU 2009a).

Zu den einem Antrag für eine Speichergenehmigung beizufügenden Angaben gehören neben den üblicherweise beizufügenden Unterlagen (Anschrift und Name des Betreibers, Sachkundenachweis) auch eine Charakterisierung der Speicherstätte und des Speicherkomplexes, eine sicherheitstechnische Bewertung, die Angabe der vorgesehenen Gesamtspeichermenge, die voraussichtlichen CO₂-Quellen, die Zusammensetzung des zu speichernden CO₂ und die beabsichtigten Injektionsraten und -drücke sowie der Standort der Injektionsanlagen. Weiter sind eine Beschreibung der Maßnahmen zur Verhütung erheblicher Unregelmäßigkeiten,²² ein Vorschlag für einen Überwachungsplan (Artikel 13 Abs. 2), einen Abhilfemaßnahmenplan (Artikel 16 Abs. 2) und einen vorläufigen Nachsorgeplan (Artikel 17 Abs. 3) sowie die Ergebnisse der durchgeführten Umweltverträglichkeitsprüfung (UVP) nach Artikel 5 der UVP-Richtlinie (85/337/EWG) beizufügen. Auch ist bereits mit der Antragstellung der Nachweis einer im Zeitpunkt der Aufnahme der Injektion gültigen und wirksamen finanziellen Sicherheit zu erbringen. Welche Voraussetzungen erfüllt sein müssen, damit eine Speichergenehmigung erteilt wird, und welchen Inhalt die Speichergenehmigung mindestens aufweisen muss, ist in den Artikeln 8 (Bedingungen für die Speichergenehmigung) und 9 (Inhalt der Speichergenehmigungen) geregelt. Dabei korrespondieren die inhaltlichen Anforderungen an die Speichergenehmigung zum Teil mit den Anforderungen für die Explorationsgenehmigung, gehen allerdings auch darüber hinaus.

Besonders zu erwähnen ist die in Artikel 10 vorgesehene Überprüfung der Genehmigungsentwürfe durch die Kommission, die eine unverbindliche Stellungnahme abgeben kann. Diese ist von der nationalen Behörde im Genehmigungsverfahren zu berücksichtigen. Da es sich allerdings nur um eine unverbindliche Stellungnahme handelt, können die nationalen Behörden sich mit entsprechender Begründung entgegen der Stellungnahme der Kommission entscheiden. Durch die gegenüber dem Kommissionsentwurf erfolgte Klarstellung, dass es sich um eine unverbindliche Stellungnahme handelt, ist die Beteiligungspflicht nunmehr mit dem Subsidiaritätsprinzips zu vereinbaren.²³ Es gilt damit – auf den Einzelfall bezogen – das „Vier-Augen-Prinzip“.

In Artikel 11 wird dem potenziell hohen Gefahrenpotenzial der CO₂-Speicherung Rechnung getragen. Der einer erteilten Genehmigung dem Grunde nach zukommende Bestandsschutz wird durch vorsorgerechtliche Eingriffs-

22 Unter erheblichen Unregelmäßigkeiten sind gemäß Artikel 3 Nr. 17 alle Unregelmäßigkeiten bei den Injektions- oder Speichervorgängen oder bei dem Zustand des Speicherkomplexes als solchem, die mit einem Leckagerisiko oder einem Risiko für die Umwelt oder die menschliche Gesundheit behaftet sind, zu verstehen.

23 Der Bundesrat hat sich in seinen Beschluss vom 14.03.2008, Bundesrat Drucksache 104/08, Ziffer 15, zu Recht gegen die in dem Kommissionsentwurf vorgesehenen Zustimmungsentscheidungen (Art. 10 und 18 des Entwurfs) ausgesprochen, da „eine derartige Einbindung der Kommission in den Verwaltungsvollzug ... dem Subsidiaritätsprinzip (widerspricht)“. Siehe dazu auch (Dietrich und Bode 2008).

befugnisse der Behörde in nicht unerheblichem Umfang eingeschränkt. Der Betreiber hat geplante Änderungen des Speicherstättenbetriebs der Behörde anzuzeigen und wesentliche Änderungen genehmigen zu lassen. Die Einräumung solcher nachträglicher Eingriffsbefugnisse sind im geltenden Recht bei potenziell gefährlichen Anlagen schon aus verfassungsrechtlichen Gründen (Schutzpflicht des Staates) geboten und gängige Gesetzgebungspraxis. Zudem überprüft die Behörde die Speichergenehmigung fünf Jahre nach Erteilung und dann turnusmäßig alle zehn Jahre, unabhängig vom Vorliegen weiterer Voraussetzungen. Kommt es oder kam es zu Leckagen, wurden Genehmigungsaufgaben nicht beachtet oder gegen diese verstoßen oder erscheint es aufgrund neuester wissenschaftlicher Erkenntnisse und des technischen Fortschritts geboten, dann kann die Behörde – je nach Schadensumfang, Gefahr oder Wichtigkeit des Verstoßes – die Speichergenehmigung den veränderten Gegebenheiten anpassen oder sogar entziehen.

6.1.2.4 Anforderungen an Betrieb, Schließung sowie Nachsorgeverpflichtungen

In Kapitel 4 (Artikel 12 bis 20) sind Anforderungen an den Betrieb, die Schließung und Nachsorgeverpflichtungen bestimmt. Artikel 12 legt fest, dass das zu speichernde CO₂ „ganz überwiegend aus Kohlendioxid“ bestehen muss und aus diesem Grunde keine Abfälle oder andere Stoffe zum Zwecke der Entsorgung beigefügt werden dürfen. Als Kriterium für die Annahme eines CO₂-Stroms, also von CO₂, das aus der CO₂-Abscheidung stammt, wurde im Bericht des Ausschusses für Umweltfragen, Volksgesundheit und Lebensmittelsicherheit (ENVI) anstelle der generalklauselartigen Formulierung „ganz überwiegend aus Kohlendioxid“ zur Konkretisierung vorgeschlagen, dass „ein CO₂-Strom zu mindestens 95 Prozent aus Kohlendioxid bestehen und keine korrosiven Substanzen wie H₂S oder SO₂ enthalten soll“ und diese Anforderungen an die Zusammensetzung im Rahmen des Review-Prozesses angepasst werden könnten, wenn zukünftige wissenschaftliche Erkenntnisse eine Anpassung erfordern.²⁴ Dieser Änderungsvorschlag, der sogar noch über den zuvor in diesem Zusammenhang diskutierten Reinheitsgrad von mindestens 90 Prozent hinausgegangen wäre, wurde aus verschiedenen Gründen vielfach kritisiert (zum Beispiel Radgen et al. 2009; vergleiche auch Hellriegel 2008a). Im Ergebnis wurde die bereits in dem Kommissionsvorschlag enthaltene generalklauselartige Vorgabe „ganz überwiegend aus Kohlendioxid“ verbunden mit der der Kommission eingeräumten Möglichkeit, konkretisierende Leitlinien für die Ermittlung der Reinheitskriterien im Einzelfall zu erlassen, Gegenstand der Richtlinie. Solange keine Kriterien durch die Kommission erlassen werden, verbleibt für die Mitgliedstaaten hier ein Gestaltungsspielraum, innerhalb dessen konkrete Anforderungen an den CO₂-Strom bestimmt werden können.

Weiter ist für den Betrieb der Speicherstätten bestimmt, dass die Integrität der Speicherstätte nicht nachteilig un Umwelt nicht bestehen und zudem nicht gegen andere

Vorschriften des Gemeinschaftsrecht verstoßen wird. Zudem sind teilweise sehr detaillierte Regelungen zu der mitgliedstaatlich vorzusehenden Überwachung der Anlagen festgelegt. Der Überwachung ist ein turnusmäßig zu aktualisierender und zu genehmigender Überwachungsplan zu Grunde zu legen (Artikel 13 Abs. 2 in Verbindung mit Anhang II). Weiter sind auch nicht routinemäßige Inspektionen (Artikel 15) vorzusehen. Anlagenbetreiber sind zudem zur Berichtserstattung verpflichtet (Artikel 14). Im Falle von Leckagen oder erheblichen Unregelmäßigkeiten (Artikel 16) sind entsprechende Sicherungsmaßnahmen vorzusehen.

Die Vorschriften über die Schließung und Nachsorge, die Übertragung der Verantwortung sowie über die – wie schon aufgezeigt – bereits im Zeitpunkt der Antragstellung nachzuweisende finanzielle Sicherheit finden sich in den Artikeln 17 bis 21.

Die Anforderungen und Voraussetzungen für die Schließung einer Speicherstätte bestimmt Artikel 17, wonach eine Speicherstätte geschlossen wird, wenn

- die in der Genehmigung aufgeführten Bedingungen erfüllt sind (lit. a),
- ein begründeter Antrag des Betreibers vorliegt und die Behörde eine „Schließungserlaubnis“ erteilt hat (lit. b) oder
- die Behörde die Schließung nach Entzug der Speichergenehmigung gemäß Artikel 11 Abs. 3 beschließt (lit. c).

Grundsätzlich bleibt es auch nach der Schließung der Speicherstätte bei der umfassenden Verantwortlichkeit des Betreibers für die Speicherstätte bis zu dem Zeitpunkt, in dem die Verantwortung auf die zuständige Behörde übertragen wird (vergleiche Artikel 18, dazu sogleich). Die Nachsorgeverpflichtungen sind dabei grundsätzlich auf der Grundlage eines vom Betreiber zu erstellenden Nachsorgeplans in Einklang mit Anhang II Nr. 2 dieser Richtlinie zu erfüllen, wobei der bereits erstellte vorläufige Nachsorgeplan, der zu aktualisieren und behördlich zu genehmigen ist, Grundlage des ebenfalls zu genehmigenden endgültigen Nachsorgeplans ist. Ausnahmen von diesen Verfahrensbedingungen bestehen für den Fall der behördlich angeordneten Schließung der Speicherstätte (vergleiche Artikel 17 Abs. 4 und 5).

Ist die Schließung der Speicherstätte erfolgt, dann erlangt Artikel 18 besondere Bedeutung, nach dem sich die Voraussetzungen für die Übertragung der Verantwortung bei stillgelegten Speicherstätten bestimmen. Im Falle der Schließung der Speicherstätte im Sinne des Artikels 17 Abs. 1 lit. a) oder b) werden alle rechtlichen Verpflichtungen auf der Grundlage dieser Richtlinie sowie weiterer europäischer Rechtsakte auf Initiative der Behörde oder auf Bitten des Betreibers auf die Behörde übertragen, vorausgesetzt „alle verfügbaren Hinweise deuten darauf hin, dass das gespeicherte CO₂ vollständig und dauerhaft zurückgehalten wird“, eine nach der Schließung behördlich festgelegte Mindestfrist verstrichen ist, die in der Regel nicht weniger als 20 Jahre umfassen darf, die finanziellen Verpflichtungen erfüllt und die Speicher-

²⁴ ENVI, Compromise and consolidated Amendments 1-27 to the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directives, 06 October 2008, (PE407.716v01-00).

stätte abgedichtet und die Injektionsanlagen abgebaut wurden.²⁵ Dabei stellt die 20-Jahresfrist die mindestens einzuhaltende Regel dar, die nur bei Vorliegen besonderer Voraussetzungen unterschritten werden darf. Längere Fristen sind hingegen ohne weiteres möglich.

Vor der Verantwortungsübertragung hat der Betreiber der Behörde einen Bericht zur Zustimmung vorzulegen. Er muss darlegen, dass das gespeicherte CO₂ vollständig und dauerhaft zurückgehalten wird. Das tatsächliche Verhalten des gespeicherten CO₂ muss mit dem zuvor modellierten übereinstimmen, Leckagen dürfen nicht feststellbar sein, und es muss sich die Speicherstätte in einem Zustand langfristiger Stabilität befinden. In diesem Zusammenhang ist auf den Aspekt hinzuweisen, dass zum jetzigen Zeitpunkt aufgrund noch fehlender Erkenntnisse nicht mit abschließender Sicherheit prognostiziert werden kann, ob und wann eine Speicherstätte dem Kriterium der vollständigen Zurückhaltung auf Dauer entspricht und welcher Zeitraum für die Zurückhaltung auf Dauer in Ansatz zu bringen ist (vergleiche zu den damit einhergehenden ökonomischen Implikationen Bode und Dietrich 2008). Eine konkrete Vorgabe, nach der sich die Mitgliedstaaten und die zuständigen nationalen Behörden bei der Umsetzung dieser unbestimmten Kategorie richten könnten, sieht die Richtlinie bisher nicht vor. Allerdings ist der Kommission in Artikel 18 Abs. 2 Unterabs. 2 die Möglichkeit eingeräumt, Leitlinien zur Bewertung der Faktoren zu erlassen, nach denen der Betreiber den Nachweis vollständiger und dauerhafter Zurückhaltung des CO₂ zu erbringen hat. Schon aus Gründen der Rechts- und Investitionssicherheit sowie dem Ziel einer möglichst europaweit einheitlichen Rechtspraxis ist zu hoffen, dass die Kommission von der ihr insoweit eingeräumten Möglichkeit zügig Gebrauch macht.

Ein brauchbarer Anhaltspunkt bis zum Erlass von Leitlinien dürften die IPCC *Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories* aus dem Jahr 2006 darstellen (IPCC 2006).²⁶ Gelangt die zuständige nationale Behörde zu dem Ergebnis, dass eine vollständige und dauerhafte Rückhaltung des CO₂ sichergestellt ist, hat diese einen Entwurf für die Genehmigung zur Verantwortungsübertragung zu erstellen. Nicht allein im Hinblick auf die Schaffung einheitlicher Verwaltungsstandards hat die Kommission im Verfahren zur Übertragung der Verantwortung eine exponierte Stellung nach der Richtlinie. Vielmehr müssen die zuständigen nationalen Behörden der Kommission sowohl den vom Betreiber vorzulegenden Bericht über die vollständige und dauerhafte Zurückhaltung des CO₂ als auch den Genehmigungsentwurf für die Verantwortungsübertragung und weitere in diesem Zusammenhang stehende Unterlagen zur Verfügung stellen, so dass die Kommission von dem ihr eingeräumten Recht zur Abgabe

einer Stellungnahme im konkret zu entscheidenden Fall Gebrauch machen kann. Auch hier kommt es also wieder zur Anwendung des „Vier-Augen-Prinzips“. Die Vereinbarkeit mit dem europäischen Primärrecht ist dadurch gewahrt, dass die Stellungnahme der Kommission zwar bei der nationalstaatlichen Entscheidung zu beachten ist, der Standpunkt der Kommission jedoch keine Verbindlichkeit für die zuständige Behörde hat.

Im Zusammenhang mit Schließung und Nachsorge sowie Verantwortungsübertragung sind von zentraler Bedeutung die in den Artikeln 19 und 20 bestimmten Regelungen zur finanziellen Sicherheit bzw. zum Finanzierungsmechanismus. Das Instrument einer finanziellen Sicherheitsleistung ist dabei nicht neu, sondern für potenziell gefährliche Umweltnutzungen ein bereits vielfach gesetzgeberisch genutztes Instrument, zum Beispiel im Bereich des Abfallrechts, mit dem das Verursacherprinzip umgesetzt wird. Durch eine vorzuhaltende finanzielle Sicherheit wird der Gefahr vorgebeugt, dass durch Insolvenz entstehende Kosten der Allgemeinheit aufgebürdet werden (Dietrich und Bode 2008, Dietrich 2007).

Die Mitgliedstaaten haben nach Artikel 19 sicherzustellen, dass bereits im Zeitpunkt der Antragstellung für eine Speichergenehmigung der Nachweis der Beschaffbarkeit hinreichender finanzieller Sicherheiten durch den Betreiber erbracht wird, damit allen Verpflichtungen nachgekommen werden kann, die sich infolge des Betriebs der Speicherstätte ergeben können. Voraussetzung für den Beginn des Speichervorgangs ist, dass die finanziellen Sicherheiten zu diesem Zeitpunkt nicht nur beschaffbar, sondern gültig und wirksam sind. Die Gültigkeit und Wirksamkeit der finanziellen Sicherheit muss grundsätzlich bis zur Verantwortungsübertragung nach Schließung bestehen bleiben. Kriterien, die darüber hinaus gehen, dass mit der finanziellen Sicherheitsleistung Verpflichtungen nach dieser Richtlinie sowie Verpflichtungen, die sich durch die Einbeziehung der Speicherstätte in den Emissionshandel ergeben, bedient werden müssten, enthält die Richtlinie nicht. Damit verbleibt eine gewisse Unsicherheit, die erst durch die Ausbildung einer bestimmten Verwaltungs- oder Rechtsprechungspraxis auf der Ebene der Mitgliedstaaten gelöst werden kann. Nach Artikel 19 Abs. 2 ist eine regelmäßige Anpassung der finanziellen Sicherheit vorgesehen, damit „*etwaigen Änderungen der Leckagerisikobewertung und der Schätzung der Kosten, die sich aus der gemäß der vorliegenden Richtlinie erteilten Genehmigung ergeben, einschließlich der Verfahren zur Speicherschließung und der Nachsorgevorkehrungen, sowie den Verpflichtungen, die sich aus der Einbeziehung der Speicherstätte in die Richtlinie 2003/87/EG ergeben, Rechnung*“ getragen wird.

Damit ist klargestellt, dass grundsätzlich bei der Berechnung der finanziellen Sicherheit auch die Gefahr von Leckagen bewertet werden muss und Einfluss auf die anzusetzende Höhe der Sicherheitsleistung hat. Durch die Einbeziehung der möglichen Verpflichtungen – die sich insbesondere durch eine Rückgabeverpflichtung von zunächst für die CO₂-Speicherung generierten CO₂-Zertifikaten ergeben können – in die Berechnung der finanziellen Sicherheit besteht ein weiterer Unsicherheitsfaktor für Investitionsvorhaben, da der Preis für die Zertifikate

25 Interessanterweise hat es eine Diskussion darüber, ob der Zeitraum von in der Regel mindestens 20 Jahren nach Schließung, bevor die Verantwortung übertragen werden darf, ausreicht, um dem auch im europäischen Recht geltenden Verursacherprinzip zu entsprechen, auf europäischer Ebene nicht gegeben. Dafür wurde die Debatte darüber zum Beispiel in Deutschland im Rahmen der Diskussion um das zu erlassende CCS-Gesetz um so heftiger geführt.

26 Vergleiche dazu auch (Bode und Dietrich 2008).

durch den Handel bestimmt wird und teilweise erheblichen Schwankungen unterliegt. Die Höhe der Sicherheit kann demzufolge in nicht unerheblichen Umfang variieren und anzupassen sein.

Schließlich obliegt es nach Artikel 20 den Mitgliedstaaten, sicherzustellen, dass der Betreiber der zuständigen Behörde nach Maßgabe mitgliedstaatlich näher zu bestimmender Kriterien einen zusätzlichen finanziellen Beitrag vor Übertragung der Verantwortung über die Speicherstätte nach Artikel 18 bereitstellt. Die Höhe dieses Beitrags, der zur Deckung der anfallenden voraussichtlichen Kosten zur Sicherstellung des dauerhaften Verbleibs des CO₂ in der Speicherstätte verwendet werden kann, hat sich nach den in Anhang I der Richtlinie festgelegten Kriterien zur Charakterisierung und (Risiko-)Bewertung des Speichers zu orientieren. Auch sind weiter die historisch bei der jeweiligen CO₂-Speicherung relevanten und für die Festsetzung der Verpflichtungen für die Zeit nach Verantwortungsübergang bedeutenden Aspekte zu berücksichtigen. Zudem müssen durch die Höhe des Sicherungsbetrages mindestens die vorhersehbaren Überwachungskosten für einen Zeitraum von 30 Jahren nach der Schließung einkalkuliert sein. Auch insoweit sind die Kriterien für die genaue Bezifferung des Betrages eher allgemein gehalten und wenig präzise. Allerdings kann die Kommission für die Bezifferung des Sicherheitsbetrages unter Einbeziehung der Mitgliedstaaten Leitlinien erlassen, durch die die Berechenbarkeit und Transparenz für die Betreiber sichergestellt werden kann. Der Erlass einheitlicher Standards in diesem Bereich erscheint angesichts der bisher allgemeinen Kriterien sinnvoll, um für die Unternehmen Investitionssicherheit zu schaffen.

6.1.2.5 Zugang Dritter zu den Infrastruktureinrichtungen

In Kapitel 5 der Richtlinie (Artikel 21 und 22) ist geregelt, welche Anforderungen im Hinblick auf den Zugang zum CO₂-Transportnetz und den Speicherstätten bestehen und durch die Mitgliedstaaten zu gewährleisten sind. Diese Regelungen erscheinen schon vor dem Hintergrund der begrenzten, und nicht in allen Mitgliedstaaten gleichermaßen bestehenden Speicherkapazitäten, den eingeräumten exklusiven Nutzungsrechten für die Inhaber einer Speichergenehmigung sowie der Tatsache, dass die Errichtung einer CO₂-Transportinfrastruktur mit hohen Investitionen verbunden sein wird, unabdingbar, um Wettbewerbsverzerrungen zu verhindern. Demzufolge ist in Artikel 21 Abs. 1 ein Anspruch auf den Zugang zu Transport- und Speicherkapazitäten formuliert, den die Mitgliedstaaten transparent und diskriminierungsfrei nach dem Grundsatz des offenen Zugangs zu gerechten Bedingungen auszugestalten und zu sichern haben. Der Zugangsanspruch ist allerdings nicht schrankenlos, sondern kann zum Beispiel bei Vorliegen technischer Besonderheiten der Anlagen, infolge derer der Zugangsanspruch nicht unter zumutbaren Bedingungen eingeräumt werden kann, ebenso verweigert werden wie im Falle nicht ausreichender Kapazitäten der Transportnetze oder der Speicherstätten. Verweigert ein Betreiber den Zugang mangels Kapazität oder wegen unzureichender Anschlüsse, dann ist durch die Mitgliedstaaten sicherzustellen, dass der Betreiber die erforderlichen Maßnahmen

vornimmt, um den Zugang zu gewährleisten. Auch diese Verpflichtung ist allerdings begrenzt dadurch, dass die Erweiterungsmaßnahmen „wirtschaftlich sinnvoll“ sind oder die Kosten der Maßnahmen durch den Nachfrager getragen werden. Die konkrete Ausgestaltung des Regelungsrahmens obliegt den Mitgliedstaaten, wobei bei der nationalstaatlichen Ausgestaltung auf die vorhandenen und übertragbaren Erfahrungen aus dem Bereich des Zugangs zu Erdgastransport und -Speicherkapazitäten zurückgegriffen werden kann (Viebahn und Luhmann 2009, Dietrich 2006).

6.1.2.6 Anpassungen bestehender Rechtsakte, allgemeine und Schlussbestimmungen

Während Kapitel 6 (Artikel 23 bis 30) allgemeine Bestimmungen unter anderem über die zuständige Behörden, die grenzüberschreitende Zusammenarbeit, ein mitgliedstaatlich einzurichtendes „Speicherregister“ sowie die mitgliedstaatliche Berichterstattungsobliegenheit über die Durchführung dieser Richtlinie festlegt, sind in Kapitel 7 der Richtlinie (Artikel 31 bis 37) die korrespondierenden notwendigen Anpassungen bzw. Änderungen weiterer bestehender Rechtsakte der EG bestimmt. Durch die Ergänzungen werden auch die Verfahrensschritte Abscheidung und Transport des CO₂, deren Risikopotenziale sich nur unwesentlich von bereits praktizierten und geregelten industriellen Prozessen unterscheiden, ordnungsrechtlich erfasst.²⁷ Auch die CO₂-Speicherung wird ergänzend zur CCS-Richtlinie (2009/31/EG) weiteren umweltrechtlichen EG-Vorschriften zugeordnet und damit zugleich vorgezeichnet, wie die mitgliedstaatliche Umsetzung systematisch erfolgen kann. Ziel ist es, nach dem geltenden Recht bestehende Hindernisse für das CCS-Verfahren zu beseitigen.

Ordnungsrechtliche Erfassung von Abscheidung und Transport

Durch die in Artikel 31 bestimmte Ergänzung des Anhangs I der UVP-Richtlinie (85/337/EWG) unterliegen nunmehr die Errichtung und der Betrieb von CO₂-Pipelines, die das CO₂ zu den Speicherstätten transportieren sollen, sowie die dazugehörigen Verdichterstationen ebenso der UVP-Pflicht wie die Speicherstätten selbst und grundsätzlich auch die im kraftwerks- bzw. im industriellen Prozess errichteten und betriebenen Anlagen zur CO₂-Abscheidung. Nach Artikel 37 wird der Anhang I der IVU-Richtlinie (2008/1/EG) dahingehend erweitert, dass CO₂-Abscheideanlagen unter den Geltungsbereich dieser Richtlinie fallen und damit sicherheitstechnische Anforderungen sowie Risikobewertungskriterien bei der Errichtung und dem Betrieb der Anlage europarechtlich einheitlich vorgegeben sind. Eine umfassende Darstellung der ordnungsrechtlichen Konsequenzen der zuvor beschriebenen Anpassungen durch die CCS-Richtlinie (2009/31/EG) liefern (de Graaf und Jans 2009). Einen Überblick über die einschlägigen zulassungsrechtlich relevanten Vorgaben der CCS-Richtlinie 2009/31/EG liefert Tab. 6-1.

²⁷ Vergleiche dazu auch die Erwägungsgründe 15 und 16 der CCS-Richtlinie 2009/31/EG.

Tab. 6-1 Ordnungsrechtliche und emissionshandelsrechtliche Erfassung des CCS-Verfahrens

	Abscheidung	Transport	Speicherung		
			Betriebsphase	Nachsorgephase	
				Vor Übertragung der Verantwortung	Nach Übertragung der Verantwortung
Genehmigungsvoraussetzungen	-2008/01/EG (zuvor 96/91/EG IVU-RL) und -85/337/EGW (UVP-RL)	85/337/EGW (UVP-RL)	CCS-Richtlinie	CCS-Richtlinie	CCS-Richtlinie
Emissionshandel	- bisher nicht umfasst - Von der RL zur Änderung der EmissionshandelsRL erfasst (Anh. I)	- bisher nicht umfasst - Von der RL zur Änderung der EmissionshandelsRL erfasst (Anh. I)	- Einseitige Einbeziehung bereits nach der bisherigen EmissionshandelsRL möglich (vgl. Art. 24 a.F.) - Von der RL zur Änderung der EmissionshandelsRL erfasst (Anh. I)	- Einseitige Einbeziehung bereits nach der bisherigen EmissionshandelsRL möglich (vgl. Art. 24 a.F.) - Von der RL zur Änderung der EmissionshandelsRL erfasst (Anh. I)	- Einseitige Einbeziehung bereits nach der bisherigen EmissionshandelsRL möglich (vgl. Art. 24 a.F.) - Von der RL zur Änderung der EmissionshandelsRL erfasst (Anh. I)
Leckagen	Rückgabe der Berechtigungen	Rückgabe der Berechtigungen	Rückgabe der Berechtigungen	Rückgabe der Berechtigungen	Keine Kostenerstattung
Richtlinie zur Änderung der EmissionshandelsRL bedeutet: Richtlinie 2009/29/EG (des...) zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des EU-Systems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten vom 23.04.2009, ABl. L 140, 63 CCS-Richtlinie bedeutet: Richtlinie 2009/31/EG (des...) über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung der Richtlinie 85/337/EGW, 96/61/EG des Rates sowie der Richtlinien 2000/60/EG, 2000/80/EG, 2004/35/EG, 2006/12/EG und der Verordnung (EG) Nr. 1012/2006 vom 23.04.2009, ABl. L 140, 114					

Quelle: beruhend auf Dietrich und Bode 2008

Aufhebung von Verfahrenshindernissen und Verbotstatbeständen

Verfahrenshindernisse bzw. Verbotstatbestände werden mit den Änderungen der Artikel 32, 35 und 36 beseitigt. In Artikel 32 ist die Erweiterung der Wasserrahmenrichtlinie (2000/60/EG) geregelt. Nach Artikel 11 Abs. 3 lit. j) der Wasserrahmenrichtlinie war unter der offenbar seitens des Gesetzgebers als gegeben angenommenen Maßgabe, dass CO₂ ein Schadstoff ist, die Verpressung und Einleitung in Grundwässer auch nicht ausnahmsweise zulässig. Durch die Ergänzung der möglichen Ausnahmen nach Artikel 11 Abs. 3 Wasserrahmenrichtlinie ist die Injektion von abgeschiedenem CO₂ in geologische Formationen, die aus natürlichen Gründen für andere Zwecke ungeeignet sind, nunmehr grundsätzlich möglich. Die Änderung abfallrechtlicher Vorschriften erfolgt mit den Artikeln 35 und 36. Diese Änderungen waren notwendig, da nach der bisher vorherrschenden Auffassung in der juristischen Literatur abgeschiedenes und zu speicherndes CO₂ als Abfall im Sinne der Abfallrahmenrichtlinie (2006/12/EG) einzustufen war (Hendriks et al. 2005, Dietrich 2007, Schulze et al. 2008, de Graaf und Jans 2009). Demzufolge war eine Injektion des CO₂ in geologische Formationen als eine Ablagerung von Abfällen in Untertagedeponien einzustufen und nach Artikel 5 Abs. 3 der Deponierichtlinie (1999/31/EG) unzulässig (Hendriks et al. 2005, Dietrich 2007). In dem Wissen um die insofern bestehenden Unsicherheiten ist nunmehr der Geltungsbereich der Abfallrahmenrichtlinie durch eine Ergänzung des Artikel 2 Abs. 1 lit. a) der Abfallrahmenrichtlinie eingeschränkt worden. Diese gilt nicht für gasförmige Ableitungen in die Atmosphäre und nunmehr ebenso wenig für CO₂, das im Rahmen des CCS-Verfahrens abgeschieden, transportiert und geologisch gespeichert wird. Auch aus dem

Geltungsbereich der Abfallverbringungsverordnung (EG Nr. 1013/2006) ist CO₂, das zum Zwecke der geologischen Speicherung verbracht werden soll, nunmehr durch die in Artikel 36 vorgesehene Ergänzung der Verordnung ausgenommen (Artikel 1 Abs. 3 lit. h der VO).

Capture-Readiness-Regelung und Umweltschäden

Als weitere – besonders für die Kraftwerkswirtschaft wichtige und im Gesetzgebungsprozess hoch umstrittene Vorschrift (vergleiche Radgen et al. 2009, de Graaf und Jans 2009) – ist in Artikel 33 eine Erweiterung der Großfeuerungsanlagenrichtlinie (2001/80/EG) bestimmt, mit der das sogenannte capture-ready-Prinzip in Artikel 9a der Richtlinie 2001/80/EG im Bereich der Großfeuerungsanlagen eingefügt wird. Die Mitgliedstaaten haben sicherzustellen, dass bei Anlagen mit einer Nennleistung von 300 MW_e oder mehr, für die nach Inkrafttreten der CCS-Richtlinie 2009/31/EG die erste Errichtungsgenehmigung oder die erste Betriebsgenehmigung erteilt wird, vor der Errichtung und Inbetriebnahme Kriterien geprüft wurden, die eine Nachrüstung der CCS-Technologie ermöglichen. Zu prüfen sein wird also die Verfügbarkeit geeigneter Speicherstätten, die technische und wirtschaftliche Machbarkeit der Transportanlagen sowie die Nachrüstbarkeit von CO₂-Abscheideanlagen. Ergibt die Prüfung die Einhaltung der CCS-Kriterien, dann ist seitens der zuständigen Behörde sicherzustellen, dass auf dem Betriebsgelände ausreichend Platz für die Nachrüstung von Abscheideanlagen freigehalten wird (nähere Ausführungen zur Nachrüstung von „capture-ready“-Kraftwerken siehe Kapitel 3.2).

Nicht durchsetzen konnte sich im Gesetzgebungsprozess der Ausschuss für Umweltfragen, Volksgesundheit und

Lebensmittelsicherheit (ENVI) mit einem Änderungsvorschlag, der als sogenannte Schwarzenegger-Klausel bezeichnet wurde. Danach sollten ab dem Jahr 2015 nur noch Kraftwerke, die eine Kapazität größer 300 MW_{el} haben, eine Genehmigung erhalten, wenn diese in der Lage sind, einen Emissionsstandard von 500 g CO₂/kWh_{el} zu gewährleisten.²⁸ Damit wären ab dem Jahr 2015 faktisch neue Kohlekraftwerke nur noch mit Nutzung der CO₂-Abscheidung im Rahmen des CCS-Verfahrens genehmigungsfähig gewesen. Ein Emissionsstandard von 500 g CO₂/kWh_{el} wäre also gleichbedeutend mit der Verpflichtung zur Nutzung von CCS im Kraftwerksbereich ab 2015, einem Zeitpunkt also, zu dem die CCS-Technologie vermutlich noch keine ausgereifte und hinreichend erprobte Technologie ist und geeignete CO₂-Speicher noch nicht hinreichend erkundet und entwickelt sind (Radgen et al. 2009). Dieser Vorschlag konnte sich im Ergebnis im weiteren Gesetzgebungsprozess nicht durchsetzen und wurde nicht Gegenstand der letztlich verabschiedeten Fassung der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) (vergleiche dazu auch de Graaf und Jans 2009).

Zudem wird die Umwelthaftungsrichtlinie (2004/35/EG) dahingehend erweitert, dass auch der Betrieb von CO₂-Speicherstätten als eine berufliche Tätigkeit eingestuft wird, die beim Eintritt von Umweltschäden oder der Gefahr solcher Schäden grundsätzlich zu einer Sanierungspflicht führt.

Die Richtlinie schließt mit den in Kapitel 8 niedergelegten Schlussbestimmungen, in denen sich Regelungen zur Überprüfung des vorhandenen Regelungsbestandes durch die Kommission, die bis zum 31. März 2015 durchzuführen sind („Review-Process“), Maßgaben für die mitgliedstaatliche Umsetzung und Übergangsmaßnahmen (Artikel 39) sowie über das Inkrafttreten und die Adressaten der Richtlinie finden. Die CCS-Richtlinie (2009/31/EG) ist bis zum 25. Juni 2011 durch die Mitgliedstaaten umzusetzen.

6.1.2.7 Einbeziehung in den Emissionshandel und Investitionsförderung

Bereits mit dem Regelungsregime zur Kodifizierung der CCS-Technik aus ordnungsrechtlicher und sicherheitstechnischer Sicht allein – also insbesondere der CCS-Richtlinie 2009/31/EG – werden zwar bereits auch einige ökonomische Implikationen für die Entwicklung der CCS-Technik gesetzt. Allerdings sind diese nicht Regelungsschwerpunkt und für einen umfassenden Rechtsrahmen, mit dem gezielt auch die Entwicklung von CCS gefördert werden soll, nicht ausreichend. Auf die Möglichkeiten und denkbaren ökonomischen Anreizwirkungen einer Einbeziehung der CCS-Technologie in das Europäische Emissionshandelssystem, das sich als ein zentrales internationales Instrument zum Klimaschutz durchgesetzt hat, wurde bereits frühzeitig hingewiesen (Dietrich und Bode 2005, Hendriks et al. 2005, Dietrich 2007 und Hohmuth 2008). Auf der Grundlage der bis zum Inkrafttreten der Richtlinie 2009/29/EG geltenden Fassung der Emissions-

handelsrichtlinie bestand lediglich die Möglichkeit, CCS über ein Opt-in nach Artikel 24 einzubeziehen (de Graaf und Jans 2009, Hohmuth 2008, Dietrich 2007), also nur als Ausnahme von der Regel.

Demzufolge enthält die ebenfalls im Rahmen des europäischen Klimapakets am 23.04.2009 verabschiedete Richtlinie zur Änderung der Emissionshandelsrichtlinie (2009/29/EG)²⁹ Bestimmungen, denen für die Fortentwicklung der CCS-Technologie in Europa wegen des langfristigen Potenzials diese Technologie für Emissionsreduktionen eine nicht zu unterschätzende Anreizwirkung zukommen kann. Nach der geänderten Emissionshandelsrichtlinie unterfallen nunmehr Tätigkeiten entlang der gesamten CCS-Verfahrenskette durch die Aufnahme dieser Tätigkeiten in den Anhang I der Emissionshandelsrichtlinie bezogen auf das Treibhausgas CO₂ ausdrücklich der Emissionshandelspflicht. Die besondere Anreizwirkung durch die Begründung der Emissionshandelspflicht für CCS ergibt sich daraus, dass einerseits CO₂-Zertifikate für die Abscheidung und Speicherung von CO₂ zwar nicht kostenlos ausgegeben werden, andererseits jedoch der besondere Investitionsanreiz gerade darin besteht, dass für abgeschiedenes und dauerhaft gespeichertes CO₂ *keine Zertifikate* abgegeben werden müssen (vergleiche Artikel 10a Abs. 3 und Artikel 12 Abs. 3a der geänderten Emissionshandelsrichtlinie). Aus dem Umkehrschluss folgt zugleich, dass im Falle von Leckagen von CO₂ entlang der CCS-Kette die dem entwichenen Anteil des CO₂ entsprechende Menge an Zertifikaten abgegeben werden muss. Eine dauerhafte CO₂-Reduktion ist im Falle von Leckagen gerade nicht erfolgt. Kommt es zu keinen Leckagen, dann können die Betreiber der CCS-Anlagen über den Anteil der insgesamt für die Anlage zugeteilten CO₂-Zertifikate frei verfügen und diese veräußern.

Durch diese Ausgestaltung werden von der Zielrichtung zwei kombinierte Anreize für Investoren und Betreiber von CCS-Anlagen gesetzt. Betreiber und Investoren haben einerseits ein großes Interesse an der Dauerhaftigkeit der CO₂-Reduktion und damit an der Sicherheit der Speicherstätten, wodurch zugleich sicherheitstechnische Investitionen erfolgen dürften. Andererseits verfolgen Betreiber und Investoren das betriebswirtschaftliche Ziel, die freie Verfügbar- und Handelbarkeit der durch das CCS-Verfahren generierten Zertifikate zu erhalten, um diese betriebswirtschaftlich weiter abbilden zu können. Die mit der Einbeziehung in den Emissionshandel einhergehende Förderungssystematik ist in Tab. 6-1 dargestellt. Eine gewisse Unsicherheit für Investitionsträger ergibt sich bei dem gewählten Fördermechanismus dadurch, dass bisher keine allgemeinen Kriterien für die Erfassung, Bemessung und Bewertung von Leckagen aus den Speicherstätten festgelegt sind, aufgrund derer kalkulatorisch auf der Grundlage von Prognosen auf bezifferbare Rückgabeverpflichtungen im Falle von Leckagen geschlossen werden könnte.

28 ENVI, Compromise and consolidated Amendments 1-27 to the geological storage of carbon dioxide and amending Council Directives, 06 October 2008, (PE407.716v01-00).

29 Richtlinie 2009/29/EG (des...) zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Verbesserung und Ausweitung des EU-Systems für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten vom 23. April 2009, ABl. L 140, 63.

Unabhängig von dieser konkret in das Emissionshandelsystem integrierten indirekten Förderung ist in der Emissionshandelsrichtlinie nunmehr in Artikel 10a Abs. 8 ein weiterer Fördermechanismus für den Bau von 12 Demonstrationsanlagen durch die Bereitstellung von Zertifikaten aus der Reserve für neue Marktteilnehmer vorgesehen. Diese finanzielle Unterstützung für die Errichtung von Demonstrationsanlagen ist „als völlig neue Bedingung“ in der letzten Minute des Gesetzgebungsprozesses hinzugekommen (so Viebahn und Luhmann 2009). Es werden nach Artikel 10a Abs. 8 der Emissionshandelsrichtlinie dafür bis zu 300 Millionen Emissionszertifikate bis spätestens 31. Dezember 2015 zur Verfügung gestellt, „... um den Bau und den Betrieb von bis zu 12 kommerziellen Demonstrationsprojekten, die auf eine umweltverträgliche Abscheidung und geologische Speicherung von Kohlendioxid abzielen, sowie von Demonstrationsprojekten für innovative Technologien für erneuerbare Energien in der EU zu fördern“. Damit soll eine Beschleunigung der Demonstration erster kommerzieller Anlagen ermöglicht bzw. vereinfacht werden, wobei solche Demonstrationsprojekte gefördert werden sollen, die an geografisch ausgewogenen Standorten die Entwicklung eines breiten Spektrums an CCS-Verfahren und kommerziell noch nicht lebensfähigen innovativen Technologien für erneuerbare Energien gewährleisten. Die Zuteilung der Zertifikate wird von der nachweislichen Vermeidung von CO₂-Emissionen abhängig gemacht.

Die Auswahl der zu fördernden Projekte erfolgt auf der Grundlage objektiver und transparenter Kriterien einschließlich der Verpflichtung, gewonnene Erkenntnisse auszutauschen. Voraussetzung ist weiter, dass keine Anlage mehr als 15 Prozent der gesamten Zertifikatmenge erhalten darf. Folglich sind, bei maximaler Unterstützung pro Demo-Anlage, sieben Vorhaben förderbar. Bei einem potenziellen Zertifikatewert von 30 EUR/t CO₂ fließen insgesamt 9 Mrd. EUR, entsprechend maximal je 1.350 Mio. EUR pro Projekt. Die Festlegung einer bestimmten Aufteilungsquote ist eine politische Entscheidung. Die Verhandlungen darüber, nach welchen Kriterien im Einzelfall die Projektauswahl und die Aufteilung der ausgetobten Zertifikate erfolgen werden, sind noch nicht abgeschlossen. Ein konkreter Fahrplan für die Auswahl der Projekte wurde im Februar 2010 dem Parlament vorgelegt (European Commission 2010). Eine Aufteilung der Förderung zwischen CCS-Vorhaben und erneuerbaren Energien – so schlagen (Viebahn und Luhmann 2009) vor –, könnte gemäß der angestrebten Anteile beider Technologien an der Elektrizitätsversorgung der EU im Jahre 2050 erfolgen, die im World Energy Outlook mit 29 Prozent für CCS und 71 Prozent für Erneuerbare beschrieben sind.

Erwähnenswert ist zudem die Fördermöglichkeit für bereits ausgewählte CCS-Projekte durch die Verordnung Nr. 663/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über ein Programm zur Konjunkturbelebung durch finanzielle Unterstützung der Gemeinschaft zugunsten von Vorhaben im Energiebereich, dem europäischen Energieprogramm zur Konjunkturbelebung

(EEPR).³⁰ Mit der Verordnung wird ein Finanzierungsinstrument geschaffen, mit dem Vorhaben im Energiebereich in der Gemeinschaft gefördert werden sollen, die durch finanzielle Anreize zur wirtschaftlichen Erholung, zur Energieversorgungssicherheit und zur Minderung von Treibhausgasemissionen beitragen sollen. In den darin festgelegten Unterprogrammen wird auch die „Kohlenstoffabscheidung und -speicherung“ genannt (Kapitel II, Abschnitt 3, Artikel 17-21) und im Anhang zu der Verordnung konkret die förderfähigen Vorhaben sowie der geplante Gemeinschaftsbeitrag zur Förderung aufgeführt.³¹ Als deutsche förderfähige Vorhaben wurden das Kraftwerksprojekt der RWE AG in Hürth bei Köln sowie das Kraftwerksprojekt der Vattenfall AG in Jämschwalde aufgelistet. Letzteres hat dann einen Zuschlag für eine Förderung von 180 Mio. EUR bekommen (IZ Klima 2009b).

6.1.3 Zusammenfassung und Bewertung

Mit der bis Juni 2011 durch die Mitgliedstaaten umzusetzenden CCS-Richtlinie (2009/31/EG) und den weiteren modifizierten Rechtsakten ist ein in allen Mitgliedstaaten der EU geltendes umfassendes Regelwerk für die Nutzung der CCS-Technik geschaffen worden. Bemerkenswert ist zunächst der kurze Zeitraum von nicht einmal eineinhalb Jahren, der von der Vorlage des Kommissionsentwurfs im Januar 2008 bis zum Inkrafttreten im Juni 2009 vergangen ist. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass das CCS-Verfahren als eine Brückentechnologie angesehen wird und CCS – wenn sich die großtechnische Realisierbarkeit zeigt – spätestens ab dem Jahr 2020 zu Verfügung stehen soll. Für die Mitgliedstaaten wird durch die teilweise detaillierten Vorgaben der EU-Gesetzgebung der Weg vorgezeichnet, wie eine nationales CCS-Regelwerk aussehen kann. Dabei ist den Mitgliedstaaten, die eine CO₂-Speicherung in ihrem Hoheitsgebiet auch ganz oder teilweise als unzulässig einstufen können, allerdings in wichtigen, die Regelungssystematik betreffenden Bereichen, ein Umsetzungs- und Konkretisierungsspielraum belassen.

Die Entscheidung des europäischen Gesetzgebers, für den Verfahrensschritt der Speicherung ein eigenes und neues Regelungssystem zu schaffen, mit dem die Besonderheiten der CO₂-Speicherung erfasst werden, ist grundsätzlich ebenso positiv im Sinne der Bemühungen um die zeitnahe technische Realisierbarkeit zu beurteilen wie die Aufhebung und Klarstellung der zuvor bestehenden Anwendungsfragen. Damit ist klargestellt, dass CO₂, das im Rahmen des CCS-Verfahrens abgeschieden wird, zu den Speicherstätten transportiert und in diesen dauerhaft gespeichert werden soll, nicht dem Anwendungsbereich des Abfallrechts unterliegt. Ebenso ist durch die Anpassung der Wasserrahmenrichtlinie nunmehr ein zuvor bestehendes Einbringungsverbot aufgehoben

30 ABl L 200, S. 31.

31 Zu den förderfähigen Vorhaben zählen neben den aufgelisteten CCS-Vorhaben Gas- und Strominfrastrukturvorhaben (Kapitel II, Abschnitt 2, Artikel 4-11, Anhang Ziff. A.) sowie Vorhaben im Bereich der Offshore-Windenergie (Kapitel II, Abschnitt 2, Artikel 12-16, Anhang Ziff. B).

worden. Durch die CCS-Richtlinie (2009/31/EG) werden die Mitgliedstaaten verpflichtet, sicherheitstechnische und umweltrelevante Aspekte der CO₂-Speicherung in einem Zulassungsverfahren vor Aufnahme der Tätigkeiten behördlich prüfen zu lassen, und zwar entlang des gesamten Speichervorgangs, von der Erkundung („*Explorationsgenehmigung*“), über die Verpressung beziehungsweise Injektion des CO₂ („*Speichergenehmigung*“) bis zur Schließung der Speicherstätten nach Beendigung der Speicherung, für die ebenfalls eine behördliche Erlaubnis erforderlich ist.

Die Richtlinie trifft eine weitere im Vorfeld in den Einzelheiten uneinheitlich erörterte Grundsatzentscheidung. Die Verantwortung für geschlossene Speicherstätten geht nach Ablauf eines Zeitraums von in der Regel mindestens 20 Jahren bei Vorliegen der beschriebenen Anforderungen auf den Staat über. Erscheint dieser Verantwortungsübergang nach Auffassung der meisten Experten schon in Anbetracht der für eine klimawirksame Speicherung notwendigen Zeiträume (mindestens 800 Jahre) einerseits, und der Tatsache, dass private Unternehmen anders als Staaten kaum die Bestandsgewähr für solche Zeiträume bieten können andererseits, richtig und angemessen, so ist die in der Richtlinie aufgeführte Frist für die Verantwortungsübertragung von in der Regel 20 Jahren sehr kurz bemessen. Die Mitgliedstaaten können allerdings einen längeren Zeitraum festlegen, nach dem eine Verantwortungsübertragung frühestens möglich ist.

Die Verfahrensschritte Abscheidung und Transport werden aufgrund der Ähnlichkeit zu bereits praktizierten Tätigkeiten in den Anwendungsbereich bestehender Regelungen aufgenommen und dort sicherheitstechnischen und umweltrelevanten Anforderungen unterworfen. Mit der Implementation der sogenannten capture-ready-Regelung in die Großfeuerungsanlagenrichtlinie hat der europäische Gesetzgeber einen politisch ausgehandelten Kompromiss aufgenommen, wonach die Nutzung der CCS-Technik (bisher) keine faktische Genehmigungsvoraussetzung für den Bau neuer Kohlekraftwerke ist. Ob dies auch nach dem bis 2015 vorgesehenen Review-Prozess weiterhin Bestand hat, hängt von der technischen Entwicklung und der dann gegebenenfalls erforderlichen politischen Entscheidung über eine verpflichtende Nutzung der CCS-Technik ab.

Durch die Integration der gesamten CCS-Verfahrenskette in das europäische Emissionshandelssystem wird ein Instrument für CCS aktiviert, mit dem Anreize für Investitionsträger sowohl in sicherheitstechnischer Sicht als auch in betriebswirtschaftlicher Sicht gesetzt werden. Wichtige Anforderungen für eine dauerhaft sichere Speicherung und eine für Vorhabensträger notwendige Investitionssicherheit sind in der Richtlinie nur allgemein und dem Grunde nach festgelegt. Dies betrifft zum Beispiel die Frage nach den mindestens einzuhaltenden Anforderungen an das zu speichernde CO₂, also dessen Reinheitsgrad, und die der Berechnung der finanziellen Sicherheiten zu Grunde zu legenden Parameter. Hier ist die Richtlinie bisher wenig konkret, sieht allerdings eine Konkretisierungsmöglichkeit für die Kommission durch den Erlass von Leitlinien zur näheren Bestimmung der Anforderungen vor.

Keine konkreten Vorgaben macht die Richtlinie auch zu der Frage, wie bei konkurrierenden verschiedenen gelagerten Vorhaben, die die gleiche geologische Formation zur Verwirklichung benötigen (zum Beispiel Geothermie oder Gasspeicherung versus CO₂-Speicherung), durch die Behörde zu entscheiden ist, welchem Vorhaben also der Nutzungsvorrang einzuräumen ist. Es ist zu hoffen, dass die Kommission von der eingeräumten Möglichkeit zur Konkretisierung zügig Gebrauch macht, um eine möglichst einheitliche Rechtsanwendung zu gewährleisten und Investitionssicherheit zu schaffen.

Insgesamt ist das neue Regelwerk für die CCS-Technik geeignet, um die damit verfolgten Ziele zu erreichen.

6.2 Regelungen zu CCS betreffend die Speicherung von CO₂ in den Ozeanen und Meeren im Völkerrecht

Die Speicherung von CO₂ ist nicht nur im Festlandbereich („*onshore*“) möglich und beabsichtigt, sondern auch in unter dem Meeresboden gelegenen geologischen Formationen („*offshore*“). Von besonderer Bedeutung für die Beurteilung der Zulässigkeit solcher Vorhaben sind vor allem die Regelungen des Seevölkerrechts zum Meeresumweltschutz, da dieser Teil der Erde zu einem erheblichen Teil außerhalb der Reichweite staatlicher Hoheitsbefugnisse liegt (vergleiche die umfassende Darstellung in UBA 2008 sowie Stoll und Lehmann 2008). Das nationale Recht findet bei solchen Vorhaben grundsätzlich nur Anwendung, wenn die Speicherung im Bereich der Hoheitsgebiete der Nationalstaaten erfolgt, also innerhalb der Ausschließlichen Wirtschaftszonen sowie im Bereich des Festlandssockels der Nationalstaaten. Auch die Regelungsmöglichkeiten der EU sind auf diesen Bereich beschränkt (vergleiche auch Artikel 2 Abs. 1 und 3 der CCS-Richtlinie (2009/31/EG)).

Eine Auswahl einschlägiger völkerrechtlicher Übereinkommen sind

- das 1994 in Kraft getretene Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen vom 10. Dezember 1982 (UNCLOS)³²,
- das Übereinkommen über die Verhütung der Meeresverschmutzung durch das Einbringen von Abfällen und anderen Stoffen aus dem Jahr 1972³³ sowie dem

32 Seerechtsübereinkommen der Vereinten Nationen vom 10. Dezember 1982 (BGBl II, S. 1798), in Kraft seit 16. November 1994.

33 Übereinkommen über die Verhütung der Meeresverschmutzung durch das Einbringen von Abfällen und anderen Stoffen (BGBl 1977 II, S. 165); Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter, 13. November 1972, 11 ILM 1291 (1972).

dazugehörigen Protokoll aus dem Jahr 1996 (Londoner Protokoll)³⁴,

- das Übereinkommen über den Schutz der Meeresumwelt des Nordost-Atlantiks von 1992 (OSPAR-Konvention)³⁵ sowie
- das Übereinkommen über den Schutz der Meeresumwelt des Ostseegebiets von 1992 (Helsinki-Konvention).³⁶

Nach entsprechender Ergänzung des Londoner Protokolls und der OSPAR-Konvention vom Februar 2007 (siehe näher bei Stoll und Lehmann 2008 und UBA 2008) dürfen CO₂-Ströme aus dem CCS-Prozess zur Speicherung nunmehr – bei Einhaltung der detailliert geregelten materiell- und verfahrensrechtlichen Anforderungen – in den Meeresboden verpresst werden. Dazu muss das CO₂ einen sehr hohen Reinheitsgrad aufweisen und darf lediglich geringe Spuren von Stoffen oder Substanzen enthalten, die aus dem CCS-Verfahren oder den Ausgangsstoffen herrühren und das CO₂ geringfügig verunreinigen. Unter keinen Umständen dürfen Abfälle oder andere Stoffe, die nicht aus dem CCS-Verfahren stammen, zum Zwecke der Entledigung dem zu speichernden CO₂ hinzugefügt werden (UBA 2008).

Keine Anpassung erfolgte bisher für die Helsinki-Konvention, die allerdings auch keine rechtlich verbindlichen Regelungen, sondern Empfehlungen und politische Vereinbarungen enthält.

6.3 Rechtsentwicklungen außerhalb der EU am Beispiel des US-Bundesstaates Wyoming und des australischen Bundesstaates Victoria

Die Bemühungen für eine möglichst zeitnahe großtechnische Nutzbarkeit der CCS-Technologie beschränken sich selbstverständlich nicht auf Europa und die Europäische Union, sondern werden auch von vielen weiteren Staaten forciert. Im Folgenden wird beispielhaft kurz die Rechtentwicklung im US-Bundesstaat Wyoming und dem australischen Bundesstaat Victoria aufgezeigt, da in diesen bereits ein – mehr oder weniger – umfassender Rechtsrahmen speziell für die CO₂-Speicherung geschaffen worden ist.

6.3.1 Vereinigte Staaten von Amerika: Beispiel Wyoming

Neben vielseitigen FuE-Tätigkeiten (vergleiche Kapitel 2.1.3.2) gibt es in den USA aktuell sowohl auf der Bundesebene wie auch in einzelnen Bundesstaaten zahlreiche gesetzgeberische Aktivitäten für die Regulierung der CCS-Technologie.

Bundesrechtlich ist mit dem „*American Clean Energy and Security Act*“³⁷ ein Gesetzesvorschlag im parlamentarischen Verfahren, mit dem die Energie- und Klimapolitik der USA substanziell verändert würde. Mit dem Gesetzesentwurf, der am 26. Juni 2009 im Repräsentantenhaus verabschiedet wurde, ist beabsichtigt, „*to create clean energy jobs, achieve energy independence, reduce global warming pollution and transition to a clean energy economy.*“ Der Entwurf für den „*American Clean Energy and Security Act*“ enthält im Abschnitt „*Title 1 – Clean Energy*“ als Unterabschnitt „*Subtitle B – Carbon Capture and Sequestration*“ umfangreiche Bestimmungen, mit denen bestehende Energie- und Umweltschutzgesetze (zum Beispiel *Clean Air Act* und *Safe Drinking Water Act*) für die Besonderheiten des CCS-Verfahrens angepasst sowie die CCS-Technologie gefördert werden sollen (vergleiche näher Larsen et al. 2009; vergleiche allgemein dazu auch Global CCS Institute 2009a). Mit dem *American Clean Energy Act* wird versucht, wichtige rechtliche Rahmenbedingungen bundesstaatlich zu regulieren (Schill et al. 2009). Dazu gehören als Investitionshemmnis erkannte regulative Unsicherheiten, unter anderem in Bezug auf Transport, Lagerung und die Haftung bei möglichen Umwelt- und Gesundheitsgefahren (Wörten et al. 2009). Das Gesetz bedarf noch der Zustimmung des Senats und ist noch nicht in Kraft. Daneben sind weitere Gesetzesvorhaben zu nennen, mit denen das CCS-Verfahren bundesrechtlich geregelt werden soll:

- **Carbon Capture and Storage Early Development Act**³⁸ (vergleiche näher bei Kerr et al. 2009): im parlamentarischen Verfahren, verabschiedet im Repräsentantenhaus am 24. März 2009, noch nicht in Kraft;
- **Carbon Capture and Sequestration Programme Amendments Act**³⁹: im parlamentarischen Verfahren, noch nicht in Kraft;
- **American Energy Leadership Act 2009**⁴⁰: im parlamentarischen Verfahren, noch nicht in Kraft;
- **Carbon Storage Stewardship Trust Fund of 2009**⁴¹: im parlamentarischen Verfahren, noch nicht in Kraft.

Bei den zuvor bezeichneten Gesetzesentwürfen ist zu beachten, dass diese teilweise gleichen Inhalts sind. So sind zum Beispiel die Regelungen des *Carbon Capture and Storage Early Development Act* im *American Clean Energy*

34 Protokoll vom 7. November 1996 zum Übereinkommen über die Verhütung der Meeresverschmutzung durch das Einbringen von Abfällen und anderen Stoffen von 1972 (BGBl. 1998 II S. 1345); 1996 Protocol to the Convention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter, 13 November 1972, 08 November 1996, 36 ILM 1, 7-21 (1996).

35 Übereinkommen zum Schutz der Meeresumwelt des Nordatlantiks vom 22. September 1992 (vgl. BGBl. 1994 II, S. 1355); Convention for the Protection of the Marine Environment of the North-East Atlantic.

36 Übereinkommen über den Schutz der Meeresumwelt des Ostseegebiets (BGBl. 1994 II S. 1355); Convention on the Protection of the Marine Environment of the Baltic Sea Area.

37 H.R. 2450.

38 H.R. 1689.

39 S 1013.

40 S 1462.

41 S 1502.

and Security Act aufgenommen worden. Das bedeutet, dass nicht alle Gesetze verabschiedet werden.

Die U.S. *Environmental Protection Agency* (EPA) hat im Juli 2008 vorgeschlagen, bundesstaatliche Anforderungen für CO₂-Speicherstätten, basierend auf dem bestehenden Regelungssystem der *Underground Injection Control* (UIC), zu regeln.⁴² Mit dem UIC wird die Injektion von schädlichen und nicht-schädlichen Substanzen in den Untergrund reguliert. Das Programm ist Teil des „*Safe Water Drinking Acts*“ und definiert fünf Typen von Einlasssonden, die sich durch ihre Nutzungszwecke unterscheiden. Im Entwurf des EPA wird für den Zweck der CO₂-Speicherung darin eine zusätzliche Einlasssondenkategorie („Class VI“) geschaffen.

Außerdem beinhaltet das Papier Kriterien für die Untersuchung der Lagerstätte, das Anlegen der Einlasssonde, die Überwachung der Lagerstätte und der Grundwasserbestände in der Umgebung sowie die Verteilung der finanziellen Lasten (EPA 2008). Im August 2009 veröffentlichte die EPA eine „*Notice of Data Availability*“ (NODA), welche den Entwurf aus dem Vorjahr um neu gewonnene Erkenntnisse ergänzt. Insbesondere sind geologische Informationen aus der Untersuchung von Lagerstätten im Rahmen der „*Regional Carbon Sequestration Partnerships*“ und weiterer Studien sowie Ergebnisse einer öffentlichen Anhörung zu dem im Jahr 2008 veröffentlichten Regelwerk enthalten (EPA 2009). Diese Regelungen werden nicht vor Ende 2010 in Kraft treten (Kerr et al. 2009).

Sollten die noch im parlamentarischen Verfahren befindlichen Gesetzesentwürfe verabschiedet werden und in Kraft treten, bestünde bundesrechtlich ein Rechtsrahmen, mit dem die CCS-Technologie weitgehend reguliert wäre. Die weitere Entwicklung ist abzuwarten.

Auf der Ebene der US-Bundesstaaten sind die Regelungen zur CCS-Technologie von Wyoming besonders erwähnenswert (vergleiche zu den Entwicklungen in den Bundesstaaten auch Pollak et al. 2009; Schill et al. 2009). Bereits im März 2008 verabschiedete Wyoming als erster US-Bundesstaat ein speziell die dauerhafte Speicherung von CO₂ betreffendes Gesetz, den *enrolled Act No. 25*.⁴³ Mit diesem Gesetz ist dem *Wyoming Department of Environmental Quality* („long-term“) CO₂-Speicherung ohne gleichzeitige Nutzung des EOR-, EGR- oder des ECBM-Verfahrens übertragen worden. Das Gesetz sieht ein Regelungssystem vor, in dem die konkreten Anforderungen für die Genehmigung durch das *Department of Environmental Quality* definiert werden und das in den bestehenden Regelungsrahmen für die „*Underground Injection Control*“ und Trinkwasserschutz-Gesetzgebung integriert wurde (Kerr et al. 2009). Die Genehmigungsunterlagen müssen unter anderem Angaben über finanzielle

Sicherheiten, eine detaillierte Darstellung der Eigenschaften der Speicherformation, einen Monitoring-Plan und einen Ablaufplan für die Überwachung nach der Schließung einschließlich zu erbringender Sicherheitsnachweise beinhalten. Weiter müssen ein Haftungssystem sowie Regelungen für angemessene finanzielle Sicherheiten entworfen und noch im Jahr 2009 vorgeschlagen werden.

Ergänzt werden diese Regelungen inzwischen durch drei weitere Gesetze des Bundesstaates Wyoming, mit denen die zuvor beschriebene Regelungsaufforderung umgesetzt wurde. Im Februar 2009 wurde durch den „*House Bill No. 57*“ bestimmt und ergänzt, dass bestehende bergrechtliche Abbau- und Bohrrechte bevorrechtigt gegenüber einer geplanten CO₂-Speicherung sind. Der „*House Bill No. 58*“ stellt klar, dass Eigentümer und Haftender für gespeichertes CO₂ und für andere Stoffe, die zugleich mit der CO₂-Verpressung injiziert wurden, allein derjenige ist, der die Verpressung vorgenommen hat. Mit dem „*House Bill No. 80*“ ist unter anderem eine „*unitization for geological sequestration sites*“ vorgesehen. Danach werden unter Aufsicht der *Wyoming Oil and Gas Conservation Commission* Rechte an Speicherformationen, die verschiedenen Parteien gehören, für den Zweck der CO₂-Speicherung neu geordnet, wenn 80 Prozent der beteiligten Parteien einem solchen Vorgehen zustimmen.

Insgesamt sind damit in den USA sehr umfangreiche Regelungen für die Erfassung der CCS-Technologie vorgesehen beziehungsweise, wie am Beispiel Wyomings dargestellt, bereits in Kraft.

6.3.2 Australien: Beispiel Victoria

Im November 2008 wurde durch das Australian Federal Government der „*Offshore Petroleum Amendment (Greenhouse Gas Storage) Act 2008*“ verabschiedet, der einen Regelungsrahmen für die CO₂-Speicherung im „*Commonwealth offshore waters*“ vorsieht. In diesem Gesetz wird auf bestehende Regelungen aus dem Erdölsektor Bezug genommen. Diese bundesrechtlichen Regelungen betreffen jedoch allein die *offshore-Speicherung* von CO₂.

Im Jahr 2009 legten der Australische „*Environment Protection and Heritage Council*“ und der „*Ministerial Council on Mineral and Petroleum Reserves*“ Umweltrichtlinien für die Implementierung von CCS-Vorhaben vor. Darin sind erste bundesrechtliche grobe Vorgaben für die Umweltverträglichkeitsprüfung, das „*Monitoring*“ der Lagerstätten sowie den Verschluss der Speicher aufgeführt. Demnach muss das „*Monitoring*“-Verfahren eine Prüfung der Lagerstätte vor der Verpressung des CO₂ sowie eine Prüfung der regionalen Gegebenheiten in der Umgebung der Lagerstätte umfassen. Die Verursacher des CO₂ zeichnen verantwortlich für die Überwachung der Lagerstätte, jedoch werden ihre „*Monitoring*“-Systeme durch unabhängige Gutachter überprüft (EPHC 2009; vergleiche allgemein dazu auch Global CCS Institute 2009b).

Für die *onshore-Speicherung* von CO₂ sind auf der Ebene der Bundesstaaten gesetzliche Bestimmungen vorhanden. So ist im australischen Bundesstaat Victoria, für den die Untersuchung und die Entwicklung der CCS-Technik

42 Vorschlag der EPA vom 25. Juli 2008, Proposed Rule concerning Federal Requirements Under the Underground Injection Control (UIC) Program for Carbon Dioxide (CO₂) Geologic Sequestration (GS) Wells <http://www.epa.gov/fedrgstr/EPA-WATER/2008/July/Day-25/w16626.pdf>

43 House Bill No. 0090.

wegen der dort vorhandenen Braunkohlevorkommen von besonderer Bedeutung ist, im Oktober 2008 der „*Greenhouse Gas Geological Sequestration Act 2008* (GGGSA)“⁴⁴ als Rahmengesetz verabschiedet worden, der spätestens bis zum 01. Januar 2010 in Kraft tritt. Mit dieser gesetzlichen Regelung wurde für den Bereich des Bundesstaates Victoria ein Rechtsrahmen für die Speicherung von CO₂, aber auch von weiteren Treibhausgasen, in untertägigen geologischen Formationen geschaffen. Die Regelungen des GGGSA erfassen allein die Speicherung sowie die dieser Tätigkeit unmittelbar vorgelagerten Schritte der Standort erkundung und der Verpressung der Treibhausgase. Für die ersten beiden Verfahrensschritte der CCS-Kette, also Abscheidung und Transport der Treibhausgase, enthält diese gesetzliche Regelung keine konkreten Vorgaben. Erwähnt werden lediglich „*greenhouse gas infrastructure lines*“, die als Pipelines zur Beförderung von Treibhausgasen definiert werden und deren Zulässigkeit sich grundsätzlich an dem bestehenden „*Pipeline Act*“⁴⁵ aus dem Jahre 2005 richtet. Die Speicherung wird hingegen umfassend, von der Erkundung geeigneter Standorte über den Speichervorgang bis zum Monitoring, geregelt. Einige konkrete Ausgestaltungen, wie zum Beispiel die Behördenzuständigkeit, bedürfen noch weiterer Konkretisierung.

Gesetzestechisch basiert der GGGSA auf dem „*Victorian Petroleum Act*“ aus dem Jahr 1998, in dem für den Bereich Erdöl- und Erdgasindustrie bereits (ähnliche) Regelungen für die Erkundung und Förderung von Kohlenwasserstoffen etabliert sind (Department of Primary Industries 2009). Mit dem GGGSA wird allein die Speicherung von Treibhausgasen auf dem Festland („*onshore*“) geregelt. Damit werden die Bestimmungen des „*Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act 2008*“⁴⁶, einem Commonwealth Act, der ein Regulationssystem für die Erkundung, Verpressung und Speicherung von Treibhausgasen im offshore-Bereich außerhalb der 3-Meilen-Zone regelt, ergänzt.

Für die Erkundung, die Speicherung sowie das Monitoring ist jeweils eine Zulassungspflicht statuiert, wobei die Zulassungen zum Teil aufeinander aufbauen:

1. Greenhouse Gas sequestration exploration permit

Diese Zulassung berechtigt den Inhaber, exklusiv die Erkundung der insoweit zugewiesenen Formationen vorzunehmen, und zwar für einen (einmal verlängerbaren) Zeitraum von fünf Jahren.

2. Greenhouse Gas sequestration formation retention lease

Mit der „*retention lease*“ ist dem Inhaber der Explorationszulassung das exklusive Nutzungsrecht an der erkundeten Formation für fünf Jahre zugewiesen, wenn diese zwar für die Speicherung geeignet, aber noch nicht

wirtschaftlich erschlossen ist, die Erschließung jedoch innerhalb eines Zeitraumes von 15 Jahren möglich ist. Es ist eine zweimalige Verlängerbarkeit dieses Rechts von jeweils fünf Jahren vorgesehen.

3. Greenhouse Gas Substance injection and monitoring licence

Mit dieser Zulassung wird der eigentliche Speichervorgang für den Inhaber autorisiert und berechtigt. Sie verpflichtet den Inhaber zudem zur Überwachung des Vorgangs für den gesamten Zeitraum bis zum Ende der Speicherphase. Die Zulassung ist gültig bis zum etwaig vorzunehmenden Widerruf oder Verzicht des Inhabers auf die weitere Ausübung der zugelassenen Tätigkeiten. Das Recht zum Erhalt dieser Zulassung ist zunächst allein dem Inhaber einer Explorationszulassung oder einer „*retention lease*“ durch Antrag bei der zuständigen Behörde vorbehalten. Der Inhaber einer solchen Zulassung muss der zuständigen Behörde (Ministerium) vor Rückgabe der Zulassung unter anderem einen langfristigen Monitoring- und Risk-Management-Plan zur Bewilligung vorlegen. Zudem ist Voraussetzung für die Rückgabe, dass keine Gefahren für Leib und Leben und die Umwelt durch das gespeicherte CO₂ bestehen und entstehen können.

Für alle drei Zulassungstypen ist durch den GGGSA ein Verbot der Treibhausgasspeicherung in Gebieten vorgesehen, in denen Nationalparke („*national parks*“) oder Wildnisschutzgebiete („*wilderness areas*“) ausgewiesen sind.

Der GGGSA enthält zudem Bestimmungen, die das Verhältnis zum Landeigentümer und „*occupier*“ regeln. Danach dürfen Speicheraktivitäten nicht ohne Einverständnis dieser Parteien erfolgen. Es müssen Kompensationen an diese Berechtigten gezahlt werden, wenn Auswirkungen auf die Rechte eintreten.

Geplant sind weitere „*Greenhouse Gas Geological Sequestration Regulations*“ noch im Jahr 2009, mit denen der Rahmen des GGGSA weiter ausgefüllt und konkretisiert werden soll. Unter anderem sollen Konkretisierungen hinsichtlich der Überwachungspflichten und des Risikomanagements erfolgen, Informationspflichten für Mitteilungen von Gefahrenlagen sowie die Verpflichtung zur Vorlage eines Umweltmanagement-Plans durch den Genehmigungsinhaber näher ausgestaltet werden (Department of Primary Industries 2009). Die konkrete weitere Entwicklung des laufenden Verfahrens bleibt abzuwarten.

6.4 Die Entwicklung in anderen EU-Mitgliedstaaten am Beispiel der Niederlande und Polens

Innerhalb der Mitgliedstaaten der Europäischen Union sind parallel zu den Entwicklungen auf europäischer Ebene die Bemühungen zur Implementation der CCS-Technik in die bestehenden Energieversorgungssysteme forciert worden. Im Folgenden werden am Beispiel der Niederlande und Polens die Entwicklungen um das Bemühen zur Schaffung eines geeigneten Rechtsrahmens

⁴⁴ Greenhouse Gas Geological Sequestration Act 2008; No 61 of 2008, Victorian Statute Book

⁴⁵ Pipelines Act, No 61 of 2005 Victorian Statute Book.

⁴⁶ Offshore Petroleum Amendment (Greenhouse Gas Storage) Act 2008, Commonwealth Act, No. 117, 2008.

für die CCS-Technologie dargestellt, wobei wiederum insbesondere der finale Verfahrensschritt der CCS-Kette betrachtet wird.

6.4.1 Niederlande

In den Niederlanden wird CCS im Portfolio der verschiedenen Klimaschutztechnologien ein hohes Potenzial für die Reduzierung der CO₂-Emissionen zuerkannt. Es gibt zahlreiche Initiativen für die Integration der CCS-Technik in das bestehende Energieversorgungssystem (vergleiche Koster 2008 und Koornneef et al. 2008a). Dies ist damit begründbar, dass es in den Niederlanden zahlreiche geologische Formationen gibt, die für die dauerhafte Speicherung von CO₂ geeignet sind, insbesondere noch im Förderbetrieb befindliche oder bereits (überwiegend) ausgeförderte Gaslagerstätten.

Der Verfahrensschritt der CO₂-Abscheidung wird durch das geltende niederländische Recht bereits überwiegend erfasst. Anforderungen für den onshore-Pipelinetransport von CO₂ sollen durch eine Ergänzung des „*Algemene Maatregel van Bestuur*“ festgelegt werden (Ecofys 2007). Anpassungen werden allerdings im Bereich der Umweltverträglichkeitsprüfung und der strategischen Umweltprüfung, die im „*Environmental Impact Assessment Decree of 1994*“ geregelt sind, für notwendig gehalten (Koornneef et al. 2008a, de Graaf und Jans 2009).

Anknüpfungspunkt für die rechtliche Erfassung der CO₂-Speicherung in den Niederlanden ist das Bergrecht, in dem die Speicherung von Stoffen in untertägigen Formationen bereits umfassend reguliert ist (Ecofys 2007, Koster 2008). Bisher sind die Besonderheiten der CO₂-Speicherung im Berggesetz der Niederlande, dem „*Mijnbouwwet*“, nicht ausdrücklich erwähnt. Das gleiche gilt für das untergesetzliche bergrechtliche Regelwerk. Dennoch wird die Speicherung von CO₂ nach dem geltenden Bergrecht bereits erfasst (Roggenkamp 2008).

Die Speicherung von Stoffen in Tiefen von mehr als 100 Metern unter der Erdoberfläche ist ohne Genehmigung unzulässig. CO₂ kann als ein solcher Stoff angesehen werden, der von Regelungen für die Speicherung von Stoffen erfasst wird (Koster 2008, Roggenkamp 2008). Es wird in Tiefen zwischen 800 und 2.500 Metern gespeichert (vergleiche Kapitel 7.2.2.). In der Speichergenehmigung wird festgelegt, für welche Stoffe, für welche Gebiete und für welchen Zeitraum die Genehmigung gilt. Zudem soll in der Speichergenehmigung bestimmt werden, dass die Stoffe entweder dauerhaft im Untergrund verbleiben müssen oder wann diese aus dem Untergrund zu entfernen sind. Damit wird vom Begriff der Speicherung – anders als zum Beispiel nach den Regelungen des deutschen Bundesberggesetzes – ausdrücklich der dauerhafte Verbleib der Stoffe im Untergrund erfasst.

Eine (weitere) Zulassung scheidet aus, wenn für die gleiche Formation bereits eine Speichergenehmigung erteilt wurde. Auch kommt eine Genehmigungserteilung nicht in Betracht, wenn für das Gebiet bereits eine Explorationsgenehmigung oder eine Genehmigung zur Förderung von Bodenschätzen erteilt wurde. Wird eine Speichergenehmigung beantragt, dann muss der zustän-

digen Behörde ein Speicherplan vorgelegt werden. Dieser muss unter anderem eine Beschreibung der Zusammensetzung und der Menge der gespeicherten Stoffe, umfangreiche Daten hinsichtlich der Strukturen der Lage der Formationen, in denen die Speicherung erfolgt, sowie eine Zusammenstellung der möglichen Gefahren, die infolge der Ausbreitung des gespeicherten Stoffes sowie denkbarer chemischer Reaktionen des Stoffes mit dem Umgebungsgestein erfolgen können, enthalten.

Vor der Schließung einer Speicherstätte ist der zuständigen Behörde ein Abschluss- beziehungsweise Schließungsplan vorzulegen, der ebenfalls umfangreiche Dokumentations- und Risk-Management Anforderungen enthalten muss (Koster 2008). Auch in den Niederlanden wird die Frage aufgeworfen, wie verschiedene Nutzungen des geologischen Untergrunds, hier insbesondere die Förderung und Speicherung von Erdgas einerseits und die CO₂-Speicherung andererseits, miteinander in Einklang gebracht werden können bzw. wie auf der Grundlage welcher Faktoren die eine vor der anderen Technologie zu bevorzugen ist (Roggenkamp 2008). Soweit ersichtlich, ist bisher noch keine Anpassung der bergrechtlichen Bestimmungen im Hinblick auf die Anforderungen der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) erfolgt, wobei der Anknüpfungspunkt der notwendigen gesetzlichen Anpassungen im Bergrecht gesehen wird (Koster 2008).

Neben den notwendigen bergrechtlichen Zulassungen sind die *umweltrechtlichen* Anforderungen der niederländischen Umweltgesetzgebung zu beachten. In dieser sind die mit dem CCS-Verfahren einhergehenden besonderen Fragestellungen und Anforderungen der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) sowie der weiteren in diesem Zusammenhang geänderten Rechtsakte der Europäischen Union noch nicht ausdrücklich berücksichtigt. Besondere Bedeutung für umweltrechtliche Anforderungen erlangt das niederländische Umwelt-Management-Gesetz (*Wet milieubeheer*). Im Umwelt-Management-Gesetz wird auf Anforderungen der IVU-Richtlinie und der Großfeuerungsanlagen-Richtlinie direkt Bezug genommen, so dass keine umfassenden Anpassungsmaßnahmen für notwendig gehalten werden, um die im Zusammenhang mit dem Erlass der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) erfolgten weiteren Änderungen der IVU- und der Großfeuerungsanlagen-Richtlinie für das CCS-Verfahren umzusetzen (de Graaf und Jans 2009).

Anpassungen und Klarstellungen werden angesichts der Anpassungen und Ergänzungen der UVP-Richtlinie, mit denen die verschiedenen Verfahrensschritte von CCS – teilweise abhängig vom Erreichen festgelegter Volumen- und Größenangaben – eingeführt werden, für das niederländische Recht ebenfalls für erforderlich gehalten (de Graaf und Jans 2009, Koornneef et al. 2008a). Hinsichtlich der Anforderungen, die durch die Umweltverträglichkeitsprüfung und durch eine strategische Umweltprüfung für Pläne in den Niederlanden bestehen, gibt es bereits konkrete Vorschläge (Koornneef et al. 2008a). Durch die Regelungen in der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) zur Änderung der Abfallrahmenrichtlinie sowie weiterer abfallrechtlicher Bestimmungen, nach denen CO₂ ausdrücklich vom Anwendungsbereich des Abfallrechts ausgenommen wird, werden Änderungen in der Abfall-

gesetzgebung der Niederlande für erforderlich erachtet (de Graaf und Jans 2009).

Ähnlich der zunächst gescheiterten Bemühungen in Deutschland, im Rahmen der Kodifizierung des Umweltgesetzbuches eine integrierte Vorhabensgenehmigung zu etablieren, mit der bei umweltrelevanten Vorhaben nur noch ein Genehmigungsverfahren – neben einem gegebenenfalls zusätzlichen wasserrechtlichen Erlaubnisverfahren – erforderlich wäre, wird in den Niederlanden mit dem Entwurf des Umwelt-Genehmigungsgesetzes (*Wabo*) das Ziel verfolgt, mit nur einer Genehmigung Vorhaben zu genehmigen. Dabei sollen Gegenstand des Genehmigungsverfahrens alle umweltrelevanten sowie raumplanerischen und baurechtlichen Anforderungen sein. Die Zuständigkeit soll bei nur einer Behörde liegen. Es wird diskutiert, ob das mehrgliedrige CCS-Verfahren als eine Tätigkeit betrachtet werden kann, für die nur eine Genehmigung erforderlich ist, gerade weil nach dem geltenden Recht die bergrechtlichen Zulassungen für die CO₂-Speicherung nicht Gegenstand des Gesetzesentwurfs sind (de Graaf und Jans 2009). Die weitere Entwicklung bleibt abzuwarten.

In der Verordnung Nr. 663/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über ein Programm zur Konjunkturbelebung (EEPR, siehe Kapitel 6.1.2.7) wurden drei niederländische Kraftwerksvorhaben, zwei in Rotterdam und eines in Eemshaven, als grundsätzlich förderfähig eingestuft. Das E.ON-Projekt im Rotterdamer Industriegebiet Maasvlakte hat schließlich einen Zuschlag in Höhe von 180 Mio. EUR bekommen (IZ Klima 2009b).

6.4.2 Polen

In Polen wird der CCS-Technologie ein großes Potenzial für die Reduzierung der CO₂-Emissionen zuerkannt. Eine Umsetzung der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) in das polnische Recht ist bislang noch nicht erfolgt und ist bis zum Jahr 2011 geplant. Die Diskussion darüber, wie dies am Besten erfolgen sollte, steht erst am Anfang. Insgesamt ist Polen an einer zügigen Weiterentwicklung der CCS-Technik zur großtechnischen Realisierbarkeit interessiert, deren Grundlagen in den Jahren 2010 bis 2012 gelegt werden sollen.

In dem am 10.11.2009 nach Beratung durch den polnischen Ministerrat vorgelegten Bericht zur „Energiepolitik Polens bis 2030 (*Polityka energetyczna Polski do 2030 roku*)“⁴⁷ wird die Nutzung der CCS-Technologie – neben weiteren technischen Innovationen im Bereich der Energieeffizienz sowie der verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien – als ein wesentlicher Baustein der zukünftigen Energieinfrastruktur Polens ausdrücklich erwähnt. Bei diesem Bericht handelt es sich allerdings nicht um einen verbindlichen Fahrplan, sondern um politische Handlungsabsichten, die in Kürze verabschiedet werden sollen.

In Kapitel 7.2 des Berichts unter der Überschrift „Maßnahmen zur Begrenzung von negativen Umwelteinwirkungen, die durch die im Bereich der Energieerzeugung verursacht werden“ wird im Zusammenhang mit der CCS-Technologie ausgeführt, dass für den Bau neuer Kohlekraftwerke die Einführung einheitlicher Standards zur Nutzung der CCS-Technik, die kommerziell nutzbar sein soll, geplant ist. Polen beabsichtigt, sich aktiv an der Umsetzung des Verfahrens der EU-Kommission zur Erreichung des Ziels, europaweit Demonstrationsanlagen für die CCS-Technik und im Bereich erneuerbarer Energien zu errichten, zu beteiligen. In Polen soll eine CCS-Demonstrationsanlage errichtet werden (Kraftwerk in Belchatów). Zudem sollen Forschung und Entwicklung im Bereich der CCS-Technik sowie im Bereich der Nutzung von CO₂ als Rohstoff in der Industrie forciert werden.

Im August 2009 hat das polnische Wirtschaftsministerium daneben einen ersten Entwurf für ein Programm zur Konkretisierung und Umsetzung des Berichts „Energiepolitik Polens bis 2030“ für die Jahre 2009 bis 2012 vorgelegt.⁴⁸ Die CCS-Technik findet darin in den Unterpunkten 6.5 bis 6.7 Erwähnung. So ist hinsichtlich der geplanten Schaffung einheitlicher Standards zur Nutzung der CCS-Technik konkret die Mitwirkung bei der Ausarbeitung solcher Standards, die durch die EU-Kommission erfolgt, beabsichtigt. Zudem wird die Umsetzung der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) in das polnische Recht bis zum Jahr 2011 angestrebt. Beide Aufgaben liegen im Zuständigkeitsbereich des Wirtschaftsministeriums.

Weiterhin sollen Kampagnen zur Information der Öffentlichkeit (bis zum Jahr 2012) durchgeführt und ein Monitoringprogramm für die unterirdische Speicherung von CO₂ entworfen und umgesetzt werden. Für beides ist das Umweltministerium zuständig. Ziel ist es weiter, die Demonstrationsprojekte zu verwirklichen und im Rahmen eines operativen Programms „Infrastruktur und Umwelt“ in den Jahren 2009 und 2010 und eines landesweiten Programms im Jahr 2010 Möglichkeiten und Lösungen für die Fortentwicklung „sauberer Kohletechnologien“ zu entwickeln. Zudem sollen die Möglichkeiten und Chancen der CCS-Technik in der Erdöl- und Erdgasverarbeitung eruiert und erforscht werden.

Das polnische Umweltministerium hat am 4.11.2009 einen ersten Entwurf zur Umsetzung der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) vorgelegt.⁴⁹ Die Neuregelungen betreffen vorrangig das polnische Bergbau- und Geologiegesezt.⁵⁰ Polen verfolgt also den Weg der Umsetzung der Vorgaben der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) durch eine Anknüp-

⁴⁷ Abrufbar unter: <http://www.mg.gov.pl/NR/rdonlyres/5474D2C2-2306-42B0-B15A-7D3E4E61D1D8/56330/PE.pdf>.

⁴⁸ „Programm zur Umsetzung der Energiepolitik Polens 2009-2012 (Program dzia_a_ wykonawczych na lata 2009-2012)“, abrufbar unter: <http://www.mg.gov.pl/NR/rdonlyres/5474D2C2-2306-42B0-B15A-7D3E4E61D1D8/56333/zal3PDW.pdf>.

⁴⁹ Abrufbar unter: http://www.mos.gov.pl/g2/big/2009_11/1c483d65bb96ad1332c18842f9bd9bf7.pdf.

⁵⁰ Bergbau- und Geologiegesezt vom 4.2.1994, Dziennik Ustaw (Dz. U., polnisches Gesetzblatt) Nr. 27, Pos. 97.

fung an bestehende und etablierte Regelungsregime. Ein eigenes CCS-Gesetz ist in Polen nicht vorgesehen.

Nach der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) sind die mit der Auswahl der Speicherstätte einhergehenden Tätigkeiten („Explorationsgenehmigung“) sowie der Speichervorgang selbst („Speichergenehmigung“) genehmigungspflichtig. Der polnische Gesetzgeber will diese Vorgabe mit zwei „Konzessionen“ umsetzen, die das polnische Umweltministerium zu erteilen hat. Antragsteller können nur solche Unternehmen sein, die gewerblich tätig sind und somit in den Anwendungsbereich des Gesetzes über Wirtschaftstätigkeiten⁵¹ fallen. Während die CCS Richtlinie (2009/31/EG) nicht für Anlagen gilt, die Forschungszwecken dienen und ein Gesamtspeichervolumen von weniger als 100.000 Tonnen CO₂ haben, sieht das novellierte Bergbau- und Geologiegesetz eine solche Einschränkung nicht vor.

Die Untersuchung geologischer Formationen sowie die unterirdische Lagerung⁵² bedarf jeweils einer schriftlichen Konzession des Umweltministeriums. Zwingender Bestandteil eines Antragsverfahrens zur Auswahl einer Lagerstätte ist eine Umweltverträglichkeitsprüfung. Am Verfahren ist neben dem Bürgermeister der Gemeinde, auf deren Gebiet sich die Speicherungsstätte befindet, auch die EG-Kommission zu beteiligen, die innerhalb von vier Monaten eine Stellungnahme zu dem Vorhaben abgeben kann. Letzteres entspricht den Vorgaben des Art. 10 der CCS Richtlinie (2009/31/EG).

Der Gesetzesentwurf enthält auch Vorgaben zum Antragsinhalt sowie zu einzureichenden Nachweisen, die über die Richtlinienvorgaben des Art. 7 der CCS Richtlinie (2009/31/EG) hinausgehen. Sofern eine „Lagerkonzession“ beantragt wird, sind insbesondere der Inhalt des Bewirtschaftungsplans für die unterirdische Lagerung und das Monitoringkonzept besonders darzustellen.

Nach Art. 7 CCS-Richtlinie (2009/31/EG) hat der Antragsteller seinem Antrag einen Vorschlag für je einen Überwachungs-, Abhilfemaßnahmen- und Nachsorgeplan beizulegen. Diese Pläne werden nach der polnischen Regelung zu einem einzigen Plan zusammengefasst, dem Bewirtschaftungsplan für die unterirdische Lagerung von CO₂, der durch das zuständige Kontrollorgan (das polnische Landesbergamt) freigegeben werden muss und als Anlage zur Konzession Rechtsverbindlichkeit erlangt. Der Plan ist mindestens alle fünf Jahre zu aktualisieren.

Darüber hinaus muss jeder Betreiber seinem Antrag auf Erteilung einer „Lagerkonzession“ einen Nachweis über das Vorhandensein entsprechender finanzieller Mittel im Sinne des Art. 19 der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) beilegen. Die finanzielle Sicherheit ist auf ein „Unterkonto“ der

ausführlicher im Umweltschutzgesetz⁵³ geregelten Fonds für Umweltschutz und Wasserwirtschaft einzuzahlen. Die Sicherheit steht im Falle der Insolvenz des Unternehmens oder bei Tätigkeitsaufgabe oder Genehmigungsaufhebung für eine ordnungsgemäße Beendigung der Tätigkeit usw. zur Verfügung. Die Garantie umfasst einen rückzahlbaren und einen nicht rückzahlbaren Teil. Rückzahlbar sind die Kosten für die Stilllegung und ein 20-jähriges Monitoring oder mögliche Kosten für damit einhergehende Instandhaltungsarbeiten. Nicht rückzahlbar sind die Kosten eines 30-jährigen Monitorings, nachdem die Verantwortung auf den Staat übergegangen ist, sowie für eventuel damit einhergehende Instandhaltungsarbeiten und für Tätigkeiten, die der Staat anstelle des eigentlich Verantwortlichen auszuführen hat.

Jede Konzession bestimmt unter anderem die Art und Weise der Durchführung der beantragten Tätigkeit, die genaue Abgrenzung der Lagerstätte, in welchen Grenzen die beantragte Tätigkeit ausgeführt werden darf, den Zeitraum, für den die Konzession erteilt wird und den Termin, an dem frühestens mit der Tätigkeitsausführung begonnen werden darf. Darüber hinaus kann die Konzession Vorgaben zum Schutz der Umwelt oder einer besonderen Absicherung (wie zum Beispiel ein spezielles Monitoring oder den Einsatz der bestmöglichen Technik) enthalten. Zudem darf die konzessionierte Lagerstätte einen Umfang von 1.200 km² nicht übersteigen.

Sofern die im Bergbau- und Geologiegesetz zukünftig enthaltenen Vorgaben nicht erfüllt werden, ist der Antrag auf Erteilung einer Konzession abzulehnen. Ein Ablehnungsgrund liegt darüber hinaus vor, wenn der Antrag gegen das Gesetz über Wirtschaftstätigkeiten verstößt. Die Konzessionen können auf Dritte übertragen werden, sofern diese in der Lage sind, den Auflagen und sonstigen Vorgaben nachzukommen.

Betreiber einer unterirdischen Lagerstätte kann jedes Unternehmen sein, das entsprechende Kenntnisse und Erfahrungen nachweisen kann. Das Unternehmen, welches eine Genehmigung zur Untersuchung der geologischen Formationen sowie zur unterirdischen Lagerung von CO₂ erhalten hat, ist bergrechtlicher Eigentümer und somit zur bergrechtlichen Nutzung berechtigt. Zudem ist es verpflichtet, entsprechenden Dokumentationspflichten nachzukommen.

Die Bestimmungen über die unterirdische Lagerung von CO₂ werden in einem neuen Abschnitt des Bergbau- und Geologiegesetzes gesondert geregelt. Sie umfassen insbesondere Vorgaben zur Standortbestimmung, zur Inbetriebnahme einer unterirdischen Lagerstätte, zur Berichterstattung durch den Betreiber, zur Kontrolle, zu Maßnahmen bei Unregelmäßigkeiten, Schließ-, Nachsorge- und Registrierungspflichten sowie zur Übertragung der Verantwortung.

Die Lagerung von CO₂ – und dies ist vor dem Hintergrund der in Deutschland aktuellen Diskussion um eine „Speicherabgabe“ von besonderem Interesse – soll in Polen

51 Gesetz über Wirtschaftstätigkeiten vom 2.7.2004, Dz. U. Nr. 173, Pos. 1807.

52 Im Gesetzesentwurf wird der Begriff „sk_adowanie = Lagerung/ Ablagerung“ verwendet. Der Begriff „Speicherung = gromadzenie“ kommt im Entwurf entgegen der europarechtlichen Begriffswahl in der CCS-Richtlinie (2009/31/EG), wie sie auch in der offiziellen polnischen Übersetzung erfolgte, nicht vor.

53 Umweltschutzgesetz vom 27.4.2001, Dz. U. Nr. 62, Pos. 627.

gebührenpflichtig ausgestaltet werden. Die Gebühren sollen zu 60 Prozent den Gemeinden zu Gute kommen, auf deren Gemeindegebiet sich eine solche Anlage befindet. 40 Prozent der Einnahmen stehen dem Fonds für Umweltschutz und Wasserwirtschaft zu.

Die Umsetzung der Vorgaben der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) verlangt nicht nur eine Novellierung des Bergbau- und Geologiegesetzes, sondern weiterer Gesetze, wie zum Beispiel des Gesetzes über Wirtschaftstätigkeiten, des Umweltverträglichkeitsprüfungsgesetzes⁵⁴, des Energiegesetzes⁵⁵, des Umweltschutzgesetzes sowie des Umweltschadensgesetzes.⁵⁶ In das Abfallgesetz⁵⁷ soll eine Regelung aufgenommen werden, wonach dieses Gesetz keine Anwendung auf die unterirdische Lagerung von CO₂ findet. Alle diese Maßnahmen dienen der Umsetzung der Richtlinienvorgaben.

Jeder Kraftwerksbetreiber einer neuen Anlage mit einer Leistung von mehr als 300 MW muss bereits im Rahmen des Baugenehmigungsverfahrens Stellung dazu nehmen, wie in Zukunft CO₂ abgeschieden und gelagert werden soll. Es wird in Polen davon ausgegangen, dass mit der großtechnischen Nutzung des CCS-Verfahrens die Energiekosten um mehr als 60 Prozent steigen werden. Die praktische Umsetzung ist vor allem für Energieunternehmen interessant, welche nach 2020 ihre Emissionszertifikate zu 100 Prozent ersteigern müssen.⁵⁸

Nach der Verordnung Nr. 663/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Juli 2009 über ein Programm zur Konjunkturbelebung (EEPR, siehe Kapitel 6.1.2.7) wurde das Kraftwerksvorhaben von PGE am Standort Belchatów als grundsätzlich förderfähig eingestuft und hat schließlich auch einen Zuschlag über 180 Mio. EUR erhalten (IZ Klima 2009b).

6.5 Rechtsrahmen für die CCS-Technologie auf der Ebene nationalen Rechts

Nachdem nunmehr internationale und europäische Rechtsentwicklungen dargestellt wurden, wird im Folgenden der für das CCS-Verfahren geltende Rechtsrahmen in Deutschland näher betrachtet. Dabei werden zunächst einige Entwicklungslinien dargestellt, die – neben den sich insbesondere in der EU abzeichnenden Entwicklungen – speziell die deutsche Debatte um einen Rechtsrahmen für das CCS-Verfahren geprägt haben. Es wird allerdings darauf verzichtet, mit dem Anspruch auf Vollständigkeit die vielfältigen inhaltlichen Anmerkungen, Stellungnahmen sowie die Kritik umfassend zu erörtern. Da der Entwurf des „Gesetzes zur Regelung der Abscheidung, Transport

und dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid“ (CCS-Gesetz) im Juni 2009 gescheitert ist, wird zunächst die geltende Rechtslage für CCS-Vorhaben in Deutschland erörtert. Dann wird der gescheiterte Entwurf des CCS-Gesetzes in Grundzügen dargestellt, wobei schon hier darauf hingewiesen werden soll, dass angesichts des Umfangs der zu beurteilenden Unterlagen sowie der vorgebrachten Argumente für oder gegen bestimmte Regelungsansätze kein Anspruch auf Vollständigkeit erhoben wird. Zu den hier näher erörterten Aspekten gehören:

- die Frage nach der Europarechtskonformität der sogenannten Capture-Readiness-Regelung sowie des bisherigen Verzichts der ausdrücklichen Ausgestaltung des Gesetzes als „Übergangs- bzw. Brückentechnologiegesezt“;
- die Erfassung, Bewertung und vorsorgende Auflösung von Nutzungskonflikten zwischen der CO₂-Speicherung und anderen Nutzungen des geologischen Untergrundes,
- die Deckungsvorsorge und Übertragung der Verantwortung auf den Staat,
- die Ausgestaltung des Rechtsverhältnisses zwischen Tiefennutzer und Oberflächeneigentümer und
- eine Auswahl weiterer Kritikpunkte.

Teilweise wird auf bestimmte diskutierte und offene Aspekte nur unter Verweis auf entsprechende Quellen hingewiesen. Die Ausführungen schließen mit einer Zusammenfassung sowie einem Ausblick auf bestimmte Anforderungen an ein neues CCS-Gesetz.

6.5.1 Entwicklungen

Auch in Deutschland haben zunächst vornehmlich ingenieurtechnische, geologische und ökonomische Aspekte die Diskussion um die CCS-Technik geprägt. Eine Auseinandersetzung mit Rechtsfragen vor dem Hintergrund notwendiger Investitions- und Planungssicherheit sowie erforderlicher Umweltstandards erfolgte in Deutschland nur zögerlich.⁵⁹ Dies änderte sich mit der dynamischen europäischen Diskussion um die Schaffung eines geeigneten Rechtsrahmens für CCS ab dem Jahr 2006 (IEA 2005, Hendriks et al 2005). Auf das bestehende regulatorische Defizit und den damit einhergehenden Regulierungsbedarf auch in Deutschland wurde in der Folge in zahlreichen Abhandlungen und Studien hingewiesen (Dietrich und Bode 2005, Freytag und Thiem 2006, UBA 2006; Dietrich 2007, Grünwald 2007, Öko Institut 2007, Stevens 2007, Much 2007). Auch der Sachverständigenrat für Umweltfragen hat in seinem Umweltgutachten 2008 auf den Regulierungsbedarf hingewiesen (SRU 2008). Soweit ersichtlich, wurde in allen vorgenannten Studien und Abhandlungen festgestellt, dass ein nicht unerheblicher Regelungsbedarf für die großtechnische

54 Gesetz über Umweltverträglichkeitsprüfungen, Umweltinformationen und Beteiligung der Öffentlichkeit in Umweltverfahren vom 3.10. 2008, Dz. U. Nr. 199, Pos. 1227.

55 Energiegesetz vom 10.4.1997, Dz. U. Nr. 54 Pos. 348.

56 Umweltschadensgesetz vom 13. 4. 2007, Dz. U. Nr. 75, Pos. 493.

57 Abfallgesetz vom 27.4.2001, Dz. U. Nr. 62, Pos. 628.

58 http://biznes.gazetaprawna.pl/artykuly/371121,4_5_mld_euro_roczne_magazynowanie_co2.html.

59 Anders zum Beispiel in den Niederlanden, wo bereits im Jahr 2001 rechtliche Aspekte der Untergrundspeicherung von CO₂ für das niederländische Recht näher analysiert wurden (CRUST Legal Task Force 2001); vergleiche zum aktuellen Status quo der CCS-Gesetzgebung in den Niederlanden auch näher unter Kapitel 6.4.1.

Implementation von CCS besteht. Ähnlich den europäischen Vorgaben sind auch im geltenden nationalen Recht Hürden vorhanden, die eine großtechnische Erprobung von CCS derzeit erschweren bzw. unmöglich machen. Sowohl bei den an der Nutzung der CCS-Technologie interessierten Unternehmen als auch bei den politischen Entscheidungsträgern setzte sich dadurch zunehmend die Erkenntnis durch, dass es zahlreicher Anpassungen und Änderungen im europäischen und deutschen Recht bedurfte und bedarf, um einen geeigneten Rechtsrahmen für eine umwelt-, investitions- und planungssichere Verwirklichung von CCS-Vorhaben bereitzustellen.

In dem von der Bundesregierung zustimmend zur Kenntnis genommenen gemeinsamen Bericht von BMWi, BMU und BMBF zum *Entwicklungsstand und Perspektiven von CCS-Technologien in Deutschland* vom 19.09.2007 wurde empfohlen, dass sich die Bundesregierung für eine zügige Erarbeitung der rechtlichen Rahmenbedingungen für CCS auf europäischer Ebene einsetzen solle, da der zu diesem Zeitpunkt, also im September 2007, geltende EU-Rechtsrahmen auf die CCS-Technologien nicht zugeschnitten sei und Barrieren insbesondere im EU-Abfallrecht und EU-Wasserrecht einer Implementierung dieser Technologie auf nationaler Ebene entgegenstehe. Die geplante EU-Richtlinie sollte der Maßstab für die Weiterentwicklung des nationalen Rechtsrahmens sein. Nach dem geltenden Recht richte sich die Anwendbarkeit der einzelnen Rechtsmaterien im Einzelfall danach, welche Zielrichtung mit der Verbringung in die untertägigen Formationen verfolgt werde sowie nach der technologischen Ausgestaltung und dadurch bedingte Einwirkungen auf bestimmte Umweltmedien. Zu unterscheiden seien nach diesen Kriterien erstens Forschungsprojekte, zweitens Begleitmaßnahmen zur Erdöl-/Erdgasförderung, drittens die Speicherung im eigentlichen Sinne, d.h. die Verpressung mit dem Zweck der späteren Verwendung sowie viertens die Beseitigung. Insgesamt kam der Bericht zu dem Ergebnis, dass das geltende Recht nur bedingt geeignet sei, für die geplanten CCS-Vorhaben einen belastbaren Rechtsrahmen zur Verfügung zu stellen. Es wurden sodann rechtliche, organisatorische und finanzielle Anforderungen formuliert, die maßgebend für die Schaffung eines geeigneten Rechtsrahmens seien, dazu gehören:

- Genehmigungsverfahren für CO₂-Abscheidung, Transport und dauerhafte Ablagerung,
- Zugang zu den CO₂-Speicherstrukturen und -formationen,
- Umgang mit möglichen konkurrierenden Nutzungen und Synergien der potenziellen CO₂-Speicherformationen,
- diesbezügliche Besitz- und Nutzungsrechte,
- Gewährleistung der Dauerhaftigkeit, Sicherheit und Umwelt- und Klimaverträglichkeit der CO₂-Ablagerung, insbesondere im Hinblick auf max. zulässige Leckageraten und Mechanismen zu ihrer Kontrolle,
- konsistente und transparente CO₂-Bilanzierung von Abscheidung, Transport bis zur Speicherung,

- Transparenz und wissenschaftliche Begleitung in der Einführungsphase,
- Überwachungs- und behördliche Vollzugsregeln, Vor- und Nachsorge, Beobachtung,
- wirksame Sanktionsmechanismen,
- verursachergerechte Haftung, Quantifizierung, Bewertung und Behebung von Schäden am Eigentum Dritter, Gesundheit, Umwelt oder Klima,
- Methodik zur Bestimmung der Minderung von CO₂-Emissionen in die Atmosphäre,
- Verfahren zur rechtlichen Anerkennung der Minderung der CO₂-Emissionen und
- verantwortungsvolle Implementierung der CCS-Technologien durch den Betreiber.

Insgesamt wurde mit dem Bericht bezüglich der Schaffung eines Rechtsrahmens für CCS ein bereits relativ detaillierter Fahrplan für die anstehenden Gesetzgebungsbemühungen vorgelegt, eng orientiert an den zu erwartenden europäischen Rechtsentwicklungen (vergleiche näher dazu BMWi et al. 2007).

Nachdem die Europäische Kommission am 23.01.2008 den Vorschlag für eine Richtlinie über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung weiterer gemeinschaftsrechtlicher Rechtsakte als Bestandteil des Energie- und Klimapakets vorlegte,⁶⁰ intensivierte sich auch in Deutschland das parlamentarische Interesse an CCS⁶¹ und die administrativen Bemühungen zur Schaffung eines eigenen Rechtsrahmens für die CCS-Technik. Die Debatte wurde begleitet durch eine zunehmende Publikationstätigkeit zu Rechtsfragen zum CCS-Verfahren nach deutschem Recht (vergleiche nur Schulze et al. 2008, Franke 2010, Hohmuth 2008, Mißling 2008, Hellriegel 2008b, Lenz 2008).

Mit der weiter zügig fortschreitenden europäischen Entwicklung nahmen die Bemühungen für ein CCS-Gesetz auch in Deutschland zu. Im September 2008 wurde im Auftrag der Energiewirtschaft ein Entwurf für ein CCS-Gesetz noch auf der Grundlage des im Januar 2008 vorgestellten Kommissionsentwurfs für die CCS-Richtlinie erstellt (Re-deker 2008), der die exekutive Vorbereitungstätigkeit für eine künftige CCS-Gesetzgebung beförderte. Im Dezember 2008 wurde durch das BMU ein (unveröffentlichter) *Entwurf für ein Gesetz zur Regelung von Abscheidung, Transport und Ablagerung von Kohlendioxid (CO₂ATSG)* in den interministeriellen Abstimmungsprozess mit der Maßgabe eingeführt, möglichst noch im Juni 2009 eine Verabschiedung des Gesetzes zu erreichen (BMU 2008b). Im interministeriellen Verfahren bestand dabei zunächst neben strategisch-inhaltlichen Divergenzen Uneinigkeit

60 Vergleiche zu den Entwicklungen des europäischen Rechtsrahmens für das CCS-Verfahren näher Kapitel 6.1.1.

61 Vergleiche Antworten der Bundesregierung auf Kleine Anfragen aus 2007 und 2008, Bundestags-Drucksachen 16/7264, 16/9032, 16/10443 sowie den Bericht des Ausschusses für Bildung, Forschung und Technikfolgenabschätzung, Bundestags-Drucksache 16/9896.

darüber, ob federführend das BMWi oder das BMU den Gesetzesentwurf vorbereiten und präsentieren sollte.

Im Februar 2009 ist es unter dem Eindruck des engen Zeitplans – ein CCS-Gesetz sollte noch in der 16. Legislaturperiode verabschiedet werden – gelungen, einen gemeinsamen Gesetzesentwurf von BMWi und BMU vorzulegen und die Wirtschafts- und Umweltverbände anzuhören (BMWi und BMU 2009). Am 1.04.2009 wurde schließlich durch das Bundeskabinett ein abgestimmter Entwurf für ein *Gesetz zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid* beschlossen und das parlamentarische Verfahren mit dem als besonders eilbedürftig eingestuften Gesetzesentwurf der Bundesregierung eingeleitet mit der Zielsetzung, einen Rechtsrahmen für die Entwicklung und Anwendung der CCS-Technologien zu schaffen, der CCS rechtssicher und umweltverträglich umzusetzen ermöglicht.⁶² Am 06.05.2009 erfolgte im Deutschen Bundestag die erste Beratung und Aussprache zum vorgelegten Gesetzesentwurf der Bundesregierung sowie die Überweisung an den Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und den Rechtsausschuss.⁶³ Der Bundesrat hat nach Aussprache⁶⁴ in seiner Stellungnahme zum Gesetzesentwurf zahlreiche Änderungsvorschläge beschlossen.⁶⁵

Am 25.05.2009 erfolgte eine öffentliche Expertenanhörung des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit des 16. Deutschen Bundestages zum Entwurf des CCS-Gesetzes. Die Ausführungen der Sachverständigen reichten dabei inhaltlich von weitgehender Zustimmung zum Gesetzesentwurf unter Beachtung einiger vom Bundesrat geforderter Änderungen bis zur vollständigen Ablehnung einer CCS-Gesetzgebung, die nicht auf die Zulassung einzelner Demonstrationsvorhaben beschränkt ist.⁶⁶ Zeitgleich zum parlamentarischen Verfahren erschienen zahlreiche rechtswissenschaftliche Abhandlungen (Kohls und Kahle 2009, Hohmuth et al. 2009, Baake und Ziehm 2009, Dietrich 2009, Zenke und Vollmer 2009) sowie Stellungnahmen und Positionspapiere aus Verbänden und Institutionen (vergleiche unter anderem Deutsche Umwelthilfe 2009, Greenpeace 2009, Germanwatch 2009, UBA 2009a, Bundesverband Geothermie 2009) zum vorgelegten Gesetzesentwurf. In den Abhandlungen und Stellungnahmen finden sich Zustimmung zum vorgelegten Entwurf ebenso wie Stimmen,

die das Gesetzgebungsvorhaben ganz oder unter bestimmten Aspekten ablehnen bzw. auf die Defizite hinweisen.

Unter dem Eindruck der insbesondere in potenziellen „Speichergebieten“ aufkommenden und sich schnell zuspitzenden öffentlichen Debatte und sich bildender Vorbehalte gegenüber der CCS-Technik nahmen die Vorbehalte auch innerhalb der Regierungsfractionen zu mit der Folge, dass das Vorhaben zur Verabschiedung eines CCS-Gesetzes in der 16. Legislaturperiode nicht mehr fortgesetzt wurde. Für den bereits im Gesetzgebungsverfahren befindlichen und dann nicht mehr verabschiedeten Gesetzesentwurf bedeutet dies, dass mit Zusammentritt des neuen Bundestages (vergleiche Art. 39 S. 2 GG) der eingebrachte Gesetzesentwurf seit Ende der 16. Legislaturperiode als erledigt gilt (Grundsatz der Diskontinuität). Es bedarf also der Einleitung eines neuen Gesetzgebungsverfahrens, wenn ein CCS-Gesetz vom jetzt neuen 17. Bundestag verabschiedet werden soll.

Im Koalitionsvertrag von CDU/CSU und FDP wird zur Verabschiedung eines CCS-Gesetzes in der laufenden 17. Legislaturperiode angekündigt: „Wir werden zeitnah die Richtlinie der EU umsetzen, die Abscheidung, Transport und Einlagerung von CO₂ regelt. Wir wollen für Akzeptanz werben und unter anderem einen Geothermie-Atlas beauftragen, um Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und Geothermie zu prüfen. Wir werden Forschungsprogramme zu Möglichkeiten der Nutzung von CO₂ im Wirtschaftskreislauf ausbauen.“ Einen genauen Zeitplan für eine neue Gesetzesinitiative gibt es allerdings bisher nicht. Die weitere Entwicklung bleibt abzuwarten.

Demzufolge beurteilt sich die Zulässigkeit der einzelnen Verfahrensschritte des CCS-Verfahrens in Deutschland nach wie vor nicht nach einem speziellen CCS-Gesetz, sondern unverändert nach dem geltenden Umweltrecht, insbesondere nach dem Immissionsschutz-, Abfall- und Wasserrecht, sowie nach dem Recht der Umweltverträglichkeitsprüfung und dem Bergrecht. Allerdings bleibt die CCS-Richtlinie (2009/31/EG), die seit Juni 2009 geltendes Recht darstellt, dabei nicht ohne Einfluss auf das geltende nationale Recht.

6.5.2 Geltende Rechtslage in Deutschland für CCS

Bei der Betrachtung der geltenden Rechtslage unter besonderer Berücksichtigung ordnungsrechtlicher Aspekte ist zunächst entscheidend, dass es sich beim CCS-Verfahren nicht um ein einheitliches technisches Verfahren handelt, so dass die einzelnen verschiedenen Verfahrensschritte, also Abscheidung und Verdichtung, Transport sowie dauerhafte Speicherung bzw. Ablagerung des CO₂ jeweils gesondert betrachtet werden müssen. Dies folgt schon daraus, dass die verschiedenen Verfahrensschritte bei großtechnischem Einsatz örtlich, zeitlich und vom jeweils verwendeten technischen Verfahren her große Unterschiede aufweisen. Dabei soll auch aus juristischer Sicht auf eine begriffliche Unschärfe bei der bisher überwiegend gebrauchten Verfahrensbezeichnung „CO₂-Abscheidung und -Speicherung“ hingewiesen werden. Denn durch die Verwendung des Wortes „Speicherung“ wird impliziert, dass das einmal abgeschiedene CO₂ nur vorübergehend in tiefe geologische Formationen verbracht werden soll.

62 Bundestags-Drucksache 16/12782 vom 27.04.2009.

63 Plenarprotokoll 16/219, S. 23905 ff.

64 Plenarprotokoll 858, S. 205 ff.

65 Vergleiche näher Bundesrats-Drucksache 282/09.

66 Vergleiche dazu das Protokoll 16/91 des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit 25.05.2009 sowie die Stellungnahmen des Deutschen Gewerkschaftsbundes [Ausschuss-Drucksache 16(16)632(A)], der Wirtschaftsvereinigung Stahl [Ausschuss-Drucksache 16(16)632(B)], des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. [Ausschuss-Drucksache 16(16)632(C)], von Greenpeace [Ausschuss-Drucksache 16(16)632(D)], des Bundesverbandes der Deutschen Industrie e.V. [Ausschuss-Drucksache 16(16)632(E)], des Öko-Instituts e.V. [Ausschuss-Drucksache 16(16)632(F)] und des Sachverständigenrats für Umweltfragen [Ausschuss-Drucksache 16(16)632(G)]; auf die im einzelnen vorgebrachten Argumentationen und Argumente wird in Kapitel 6.5.4 näher eingegangen.

Allerdings wird im Einklang mit dem allgemeinen Sprachgebrauch sowie dem Begriffsverständnis in der rechtswissenschaftlichen Literatur unter „*Speicherung*“ nur die mit dem Zweck einer späteren Wiederverwendung verbundene Einlagerung eines Stoffes verstanden.⁶⁷ Dabei ist zu beachten, dass eine Wiederverwendung des einmal verpressten CO₂ bei dem hier betrachteten Verfahren, mit dem ja gerade ein dauerhafter Verbleib des CO₂ zur Stabilisierung des atmosphärischen CO₂ angestrebt wird, zwar theoretisch möglich, praktisch angesichts der Mengen des abzulagernden CO₂ im Ergebnis aber wohl kaum möglich ist. Es liegt also im rechtlichen Sinne keine „*Speicherung*“, sondern eine „*Ablagerung*“ vor. Allerdings wird in den Begriffsbestimmungen der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) die Ablagerung von CO₂ entsprechend dem englischen Begriff „*Carbon Capture and Storage*“ (CCS) als geologische Speicherung von CO₂ definiert [vergleiche Art. 3 Nr. 1 der CCS-Richtlinie (2009/31/EG)]. Diese begriffliche Unschärfe ist im Ergebnis zu bedauern, auf der Ebene europäischen Rechts aber nicht mehr zu ändern. Auch in Deutschland wird zunehmend der Begriff der „*Speicherung*“ verwendet, wobei allerdings vor die „*Speicherung*“ die Dauerhaftigkeit gesetzt wird, so dass – so zum Beispiel im Entwurf für das CCS-Gesetz – überwiegend der Begriff „*dauerhafte Speicherung*“ anstelle von Ablagerung genutzt wird.

Insgesamt ist im Vorgriff auf die folgenden Ausführungen festzustellen, dass das geltende nationale Ordnungsrecht die CCS-Technologie zum gegenwärtigen Zeitpunkt nach wie vor nicht explizit erfasst.⁶⁸ Aufgrund des Fehlens eines speziellen Rechtsrahmens für das CCS-Verfahren richtet sich die ordnungsrechtliche Beurteilung und Zulässigkeit der verschiedenen Verfahrensschritte nach den geltenden umweltrechtlichen, bergrechtlichen sowie weiteren Vorschriften.

6.5.2.1 CO₂-Abscheidung

Wird der erste Verfahrensschritt, die Abscheidung und Verdichtung des CO₂ am Kraftwerk oder in der industriellen Anlage näher betrachtet, dann ergeben sich keine größeren Probleme auf der Grundlage des geltenden Rechts (vergleiche umfassend Dietrich 2007, Öko-Institut 2007, Hellriegel 2008b). Einschlägig ist insofern das Immissionsschutzrecht, geregelt insbesondere im Bundes-Immissionsschutzgesetz (BImSchG)⁶⁹ und den dazu ergangenen Rechtsverordnungen. Entscheidend ist, dass die CO₂-Abscheidung vor Ort, also direkt am Kraftwerk oder der industriellen Anlage, erfolgt. Demzufolge besteht in aller Regel ein enger räumlicher und betrieblicher Zusammenhang, so dass die Abscheide- und Verdichtungseinrichtungen als Teil der Gesamtanlage nach § 1 Abs. 2

Nr. 1 der 4. BImSchV⁷⁰ oder aber als Nebeneinrichtung im Sinne des § 1 Abs. 2 Nr. 2 der 4. BImSchV einzustufen sind. Damit besteht bei der Installation von Abscheide- und Verdichtungseinrichtungen bei der Ersterrichtung einer Kraftwerksanlage oder einer industriellen Anlage eine Genehmigungspflicht auch für diesen Anlagenteil, der von der Gesamtgenehmigung für das Kraftwerk oder die industrielle Anlage nach den §§ 4 und 6 BImSchG i.V.m. der 4. BImSchV und dem Anhang zu dieser Verordnung umfasst wird. Wichtig ist dabei, dass die Zuordnung zur Gesamtanlage nur dann erfolgt, wenn ein enger räumlicher und betrieblicher Zusammenhang mit der Gesamtanlage tatsächlich besteht. Das ist im Einzelfall zu prüfen. Sollen die Abscheide- und Verdichtungseinrichtungen im Rahmen der Nachrüstung bei bereits bestehenden betriebenen genehmigungspflichtigen Anlagen erweitert werden, wird in der Regel eine Änderungsgenehmigung nach § 16 BImSchG zur bereits erteilten immissionschutzrechtlichen Genehmigung erforderlich. Für Forschungs- und Entwicklungsvorhaben können sich Erleichterungen ergeben, vergleiche § 2 Abs. 3 S. 1 der 4. BImSchV und § 3 f UVPG.⁷¹ Bisher entspricht die Abscheidung des CO₂ im Kraftwerks- oder industriellen Prozess noch nicht dem „Stand der Technik“.

6.5.2.2 CO₂-Transport

Der bei einer großtechnischen Umsetzung des CCS-Verfahrens notwendige Transport des CO₂ vom Ort der Abscheidung zu den in Betracht kommenden Speicherstätten wird aller Voraussicht nach schon aufgrund der erwarteten Volumina des CO₂ nur durch einen Pipeline-Transport wirtschaftlich darstellbar sein. Dabei wird der Begriff *Pipeline*, der in den bisherigen technischnaturwissenschaftlichen Veröffentlichungen überwiegend verwendet wird, und der Begriff *Rohrleitungsanlage*, der sich in den einschlägigen gesetzlichen Bestimmungen in Deutschland findet, hier synonym verwendet. Weiter wird hier unter wirtschaftlich-praktischen Anforderungen an den Transport davon ausgegangen, dass das CO₂ in verflüssigter Form oder als überkritisches Fluid transportiert wird, da in diesen Fällen weit weniger Transportvolumen notwendig ist als bei einem Transport in gasförmigem Zustand (vergleiche umfassend dazu Dietrich 2007, Öko-Institut 2007).

Beim Pipeline-gebundenen Transport des CO₂ ist für die rechtliche Einstufung grundsätzlich danach zu unterscheiden, ob der Transport (nur) direkt am Ort der Abscheidung, also betriebsintern, erfolgt, wie dies insbesondere im Rahmen des EGR-Verfahrens denkbar ist, oder ob der Pipeline-Transport über größere Distanzen erfolgt. Letzteres wird in der Mehrzahl der Fälle bei großtechnischer Umsetzung der Fall sein. Denn der Ort der Abscheidung, also der Kraftwerksstandort, und der Ort

67 Vergleiche zum Beispiel die Stellungnahme des Bundesrates zum Regierungsentwurf des Bundesberggesetzes in Bundestags-Drucksache 8/1315, Anlage 2, S. 183, sowie Bundestags-Wirtschaftsausschuss in Bundestags-Drucksache 8/3965, S. 144, beides auch abgedruckt in Zydek, Bundesberggesetz, S. 482 f.

68 Anderes gilt für das Europarecht und das Völkerrecht.

69 Bundes-Immissionsschutzgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 26.09.2002 (BGBl. I S. 3830), zuletzt geändert durch Gesetz vom 11.08.2009 (BGBl. I S. 2723).

70 Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen (4. BImSchV) in der Fassung der Bekanntmachung vom 14.03.1997 (BGBl. I S. 504), zuletzt geändert durch Gesetz vom 11.08.2009 (BGBl. I S. 2723).

71 Gesetz über die Umweltverträglichkeitsprüfung (UVPG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 25. Juni 2005 (BGBl. I S. 1757, 2797), zuletzt geändert durch Gesetz vom 11. August 2009 (BGBl. I S. 2723).

der dauerhaften Speicherung werden weit überwiegend örtlich voneinander getrennt sein.

Pipelines für den betriebsinternen Transport von CO₂ unterliegen in der Regel dem Genehmigungserfordernis nach den einschlägigen fachrechtlichen Bestimmungen, nach denen sich die Zulässigkeit des industriellen Gesamtvorhabens richtet, zum Beispiel nach BImSchG oder nach dem Bundesberggesetz (BBergG).⁷²

Beim Pipeline-Transport über größere Distanzen, wie er bei großtechnischer Umsetzung des CCS-Verfahrens vorbehaltlich einer strukturellen Änderung der energiewirtschaftlichen Infrastruktur die Regel sein dürfte, erweist sich das geltende Recht bereits als relativ gut geeignet, um die mit dem Pipeline-Transport einhergehenden Gefahren zu erfassen. Die Bestimmungen der §§ 20 bis 23 UVPG i.V.m. § 19a WHG⁷³ führen dazu, dass bei UVP-pflichtigen Vorhaben zur Errichtung und zum Betrieb von Pipelines größenabhängig zumeist ein Planfeststellungsverfahren durchzuführen ist und nur im Einzelfall auch ein Plangenehmigungsverfahren ausreichen kann. Diese Verfahren umfassen neben der Öffentlichkeitsbeteiligung und der Beteiligung anderer Behörden materiell-rechtlich ein umfassendes Prüfprogramm für die zuständige Behörde. Konkretisiert wurden die vorgenannten Vorschriften des UVPG durch die Verordnung über Rohrfernleitungsanlagen,⁷⁴ die detailliertere technische Anforderungen an den Leitungsbau und den Leitungsbetrieb enthält. Auch die Technischen Regeln für Rohrfernleitungen⁷⁵ enthalten bestimmte Anforderungen an die Errichtung und den Betrieb. Die Anwendbarkeit ist jeweils im Einzelfall zu überprüfen, da bisher keine Konkretisierungen im Hinblick auf das bestimmte Gefahrenpotenzial durch den CO₂-Transport in großen Mengen bestehen.

Weitere Anforderungen können sich durch das geltende Raumordnungsrecht ergeben, wonach ein Raumordnungsverfahren nach § 15 ROG⁷⁶ i.V.m. § 1 Nr. 6 oder 14 ROV⁷⁷ notwendig werden kann. Bereits in diesem frühen Verfahrensstadium müssten dann Aspekte der Trassenführung, wie zum Beispiel die Vermeidung von Geländesenken und Flusstälern oder dicht besiedelten Gebieten, beachtet werden.

Folgt der Transport mittels Schiff, Bahn oder per Lkw, was prognostisch allerdings nur für das Stadium der Forschung und Entwicklung bzw. bei großtechnischer Umsetzung für einen gewissen „Zulieferverkehr“ hin zu den größeren Pipelines denkbar ist, dann ist das Gefahrgut- und Gefahrstoffrecht anwendbar (vergleiche näher Öko-Institut 2007).

Insgesamt ist das geltende Recht bereits geeignet, um einen sich abzeichnenden CO₂-Transport regulatorisch zu erfassen.

6.5.2.3 CO₂-Ablagerung/dauerhafte Speicherung

Der letzte Verfahrensschritt der CCS-Kette, die Verpressung des CO₂ in tief gelegene geologische Formationen, ist nach dem geltenden Recht mit den größten Unsicherheiten und Unwägbarkeiten verbunden. Zum Einen ist in Bezug auf die Langzeitsicherheit der vorgesehenen und geeigneten Speicherstätten und die konkret anzusetzenden Sicherheitsmaßstäbe noch vieles nicht abschließend geklärt. Gleiches gilt für die Abschätzungen des voraussichtlich zur Verfügung stehenden Gesamtspeichervolumens und dessen genaue Lage.⁷⁸ Zum Anderen bietet das geltende Recht bisher nur in wenigen Konstellationen einen geeigneten, also einen zugleich sicherheits- und umwelttechnisch sowie rechtssicheren Rahmen. Die dauerhafte CO₂-Verpressung in geologische Formationen dürfte im Ergebnis in den überwiegenden Konstellationen nach geltendem Recht unzulässig sein.

Da für Deutschland nach den bisherigen Erkenntnissen eine Verpressung des CO₂ insbesondere in tiefe saline Aquiferformationen sowie (ausgeförderte) Erdgaslagerstätten in Betracht kommt (siehe Kapitel 7.5.1), liegt der Schwerpunkt der rechtlichen Ausführungen auch in der Beurteilung von Speichervorhaben in diesen Formationen. Näher betrachtet hinsichtlich der Kompatibilität werden insbesondere das Abfall- und das Bergrecht mit Blick auf die Zulassungsfähigkeit der CO₂-Verpressung wegen der Dauerhaftigkeit der Speicherung einerseits, sowie der Verpressung in untertägige Formationen andererseits. Kennzeichnend für die rechtliche Bewertung und Einstufung der CO₂-Verpressung nach geltendem nationalen Recht ist, dass bisweilen sehr schwierige Abgrenzungsfragen bezüglich des anzuwendenden Rechtsregimes bestehen, die sich als Folge der teilweise uneinheitlich beantworteten Frage ergeben, ob abgeschiedenes CO₂ als Abfall einzustufen ist.

Einen umfassenderen Überblick speziell für Deutschland auch in Bezug auf weitere denkbare Speicherstätten liefert unter anderem (Dietrich 2007) mit weiteren Nachweisen sowie die zusammenfassende Tab. 6-2. Nachfolgend werden die einzelnen dort dargestellten rechtlichen Bezüge näher erläutert.

CO₂ als Abfall im Sinne des KrW-/AbfG? Eine das gesamte CCS-Verfahren durchziehende Frage nach geltendem Recht ist, ob es sich bei dem abgeschiedenen, transportierten und dann zu verpressenden CO₂ um Ab-

⁷² Bundesberggesetz (BBergG) vom 13. August 1980 (BGBl. I S. 1310), zuletzt geändert durch Gesetz vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585).

⁷³ Wasserhaushaltsgesetz (WHG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 19. August 2002 (BGBl. I S. 3245), zuletzt durch Gesetz vom 22. Dezember 2008 (BGBl. I S. 2986).

⁷⁴ Rohrfernleitungsverordnung vom 27. September 2002 (BGBl. I S. 3777, 3809), zuletzt durch Gesetz vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585).

⁷⁵ Technische Regeln für Rohrfernleitungen (TRFL) vom 19.03.2003 (Bundesanzeiger Nr. 100a vom 31.05.2003).

⁷⁶ Raumordnungsgesetz (ROG) vom 22. Dezember 2008 (BGBl. I S. 2986), zuletzt geändert durch Gesetz vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585).

⁷⁷ Raumordnungsverordnung (ROV) vom 13. Dezember 1990 (BGBl. I S. 2766), zuletzt geändert durch Gesetz vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585).

⁷⁸ Vergleiche dazu näher Kapitel 7.

Tab. 6-2 Rechtliche Erfassung von CCS in Deutschland – Darstellung der derzeitigen Genehmigungssituation (Stand: Januar 2010)

CSS-Verfahrensschritte	Rechtliche Erfassung von CCS in Deutschland – Genehmigungssituation		
Abscheidung	<ul style="list-style-type: none"> - Errichtung und Betrieb der CO₂-Abscheideanlagen wird durch geltendes Recht schon erfasst - Modifikationen für die Besonderheiten der CO₂-Abscheidung 		
Transport (Pipelines)	<ul style="list-style-type: none"> - Errichtung und Betrieb von Pipelines zum Transport von CO₂ wird durch geltendes Recht erfasst - Modifikationen für die Besonderheiten des CO₂-Transports 		
Dauerhafte Speicherung / Ablagerung	<p>Geltendes Recht umfasst und berücksichtigt die unterirdische Verpressung von CO₂ nur unzureichend</p> <p>Entscheidend:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Ist CO₂ flüssiger Abfall zur Verwertung oder zur Beseitigung? 2. Fällt CO₂ im Zusammenhang mit einer bergbaulichen Tätigkeit an (bergbaulicher oder bergfremder Abfall?) 3. Wird mit der Verpressung ein über die Beseitigung hinausgehender Zweck verfolgt? <p>Speicherung (vorübergehend) ↔ Unterscheidung ↔ Ablagerung (dauerhaft)</p>		
Verpressung mit dem alleinigen Ziel dauerhafter Ablagerung	<p>Abfallrecht (KrW-/AbfG) + V0en</p> <p>Zulässigkeit richtet sich wesentlich nach Abfallrecht</p> <p>Verbot unterirdischer Ablagerung flüssiger Abfälle nach DeponieV</p> <p>Ablagerung dürfte zurzeit in allen denkbaren Ablagerungsstätten unzulässig sein (Ausnahme: EGR/EOR)</p>	<p>Bergrecht (BBergG) + V0en</p> <p>Geregelt ist unterirdische Speicherung von Kohlenwasserstoffen, nicht aber Verpressung des flüssigen oder überkritischen CO₂</p> <p>Bergrecht ist grundsätzlich nicht anwendbar</p> <p>Ablagernde Beseitigung von CO₂ dürfte nach dem geltenden Recht grds. unzulässig sein (Ausnahme: EGR/EOR)</p>	<p>Wasserrecht (WHG) + V0en</p> <p>Einleitung von flüssigen Abfällen in unterirdische Formationen ist nur unter strengen Voraussetzungen zulässig</p> <p>Prüfung im Einzelfall, Zulassung ist nicht ausgeschlossen</p>
Verpressung verbunden mit dem Ziel der Ausbeutesteigerung als Verwertung	<p>Ausnahme vom grundsätzlichen Verbot der dauerhaften CO₂-Speicherung:</p> <p>Bergrecht sieht für die Verwendung von Abfällen abgeschwächten Maßstab vor, so dass die Verpressung unter gleichzeitiger Verwendung des CO₂ im Rahmen von EGR, EOR und ECBM zulässig sein kann, wenn die weiteren speziellen bergrechtlichen Anforderungen vorliegen</p> <p>Alle Anforderungen können zurzeit nur beim EGR und EOR Verfahren erfüllt werden</p>		

Quelle: eigene Darstellung

fall im Sinne des Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetzes (KrW-/AbfG) ⁷⁹ bzw. im Sinne der Abfallrahmenrichtlinie (2006/12/EG) ⁸⁰ handelt.

Wird CO₂ als Abfall eingestuft, dann ist vorbehaltlich bestimmter gesetzlicher Einschränkungen des Geltungsbereichs nach § 2 Abs. 2 KrW-/AbfG grundsätzlich das Abfallrecht anwendbar. Selbst wenn eine Ausnahme vom Geltungsbereich des § 2 Abs. 2 KrW-/AbfG eingreife, wie

dies insbesondere für die sogenannte Bergbauausnahmeklausel nach § 2 Abs. 2 Nr. 4 KrW-/AbfG in einigen Konstellationen zu erwarten ist, sind zumindest aber die besonderen materiellen abfallrechtlichen Maßstäbe von Bedeutung. In Betracht kommt insoweit alternativ eine Beurteilung der Zulässigkeit der CO₂-Verpressung insbesondere nach dem Bergrecht.

Erweist sich im Ergebnis das Abfallrecht als einschlägig, dann ist die Zulässigkeit der dauerhaften CO₂-Verpressung – im Rechtssinne eine Ablagerung – materiell-rechtlich nach dem KrW-/AbfG zu beurteilen. Abfall darf nach § 27 Abs. 1 S. 1 KrW-/AbfG nur in den dafür zugelassenen Abfallbeseitigungsanlagen beseitigt werden.

Voraussetzung für die Anwendbarkeit des Abfallrechts auf CO₂ aus dem CCS-Verfahren ist, dass es sich bei diesem nach § 2 Abs. 1 KrW-/AbfG um Abfall handelt. Was unter Abfall im Sinne des KrW-/AbfG zu verstehen ist, bestimmt sich nach § 3 Abs. 1 S. 1 KrW-/AbfG, wonach Abfälle alle beweglichen Sachen sind, die unter die in Anhang 1 zum KrW-/AbfG aufgeführten Gruppen fallen und deren sich ihr Besitzer entledigt, entledigen will oder entledigen muss. Entscheidende Bedeutung für die Beantwortung der Frage nach der Abfalleigenschaft von CO₂

⁷⁹ Kreislaufwirtschafts- und Abfallgesetz vom 27. September 1994 (BGBl. I S. 2705), zuletzt geändert durch Gesetz vom 11. August 2009 (BGBl. I S. 2723).

⁸⁰ Richtlinie 2006/12/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2006 über Abfälle (ABl. L 114/9). Hingewiesen sei darauf, dass mit dem Inkrafttreten der neuen Abfallrahmenrichtlinie (Richtlinie 2008/98/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 19. November 2008 über Abfälle und zur Aufhebung bestimmter Richtlinien, ABl. L 312/3) am 12.12.2008 (vergleiche Art. 42 der Richtlinie 2008/98/EG) bis zum Außerkrafttreten der alten Abfallrahmenrichtlinie 2006/12/EG zum 12.10.2010 (vergleiche Art. 41 der Richtlinie 2008/98/EG) beide Richtlinien geltendes Recht sind (vergleiche dazu näher Brandt 2009). An den hier relevanten Vorschriften zum Geltungsbereich der Abfallrahmenrichtlinie ändert sich jedoch nichts.

kommt dabei dem Aggregatzustand des CO₂ zu. Während die Sacheigenschaft und damit die Abfalleigenschaft für flüssiges CO₂ und für überkritisches CO₂ wohl überwiegend bejaht wird (Dietrich 2007, Hellriegel 2008b, Franke 2010, Stevens 2007, andere Auffassung für überkritisches CO₂ Schulze et al. 2008), ist dies für gasförmiges CO₂ vor dem Hintergrund unklar, welche Anforderungen an „*nicht in Behälter gefasste gasförmige Stoffe*“ im Sinne des § 2 Abs. 2 Nr. 5 KrW-/AbfG (Ausnahme vom Geltungsbereich) zu stellen sind.

Teilweise wird vertreten, dass gasförmiges CO₂ aufgrund des § 2 Abs. 2 Nr. 5 KrW-/AbfG nicht vom Geltungsbereich erfasst wird (so Schulze et al. 2008). Überwiegend wird die Abfalleigenschaft hingegen für CO₂ zum Beispiel beim Transport in Pipelines angenommen, da es gefasst und damit körperlich abgrenzbar ist (so Dietrich 2007, Hellriegel 2008b, wohl auch Franke 2010).

Insgesamt dürfte sich diese sowohl national, aber auch auf europäischer Ebene geführte Diskussion um die Abfalleigenschaft des CO₂ insofern zeitnah als obsolet erweisen, als in der CCS-Richtlinie 2009/31/EG mit Art. 35 eine Änderung der Abfallrahmenrichtlinie (2006/12/EG) sowie der Abfallverbringungsverordnung (EG) Nr. 1013/2006 und damit eine Grundsatzentscheidung erfolgt ist. Es sind nunmehr durch die Ergänzung Art. 2 Abs. 1 lit. a der Abfallrahmenrichtlinie auch gasförmige Ableitungen in die Atmosphäre und Kohlendioxid, das zum Zwecke der geologischen Speicherung abgeschieden und transportiert sowie gem. der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) geologisch gespeichert wird, aus dem Geltungsbereich des Abfallrechts ausgenommen. Die Ausnahme erstreckt sich auch auf die Speicherung von CO₂ bei Vorhaben mit einem Speichervolumen von weniger als 100 Kt zum Zwecke der Forschung und Entwicklung bzw. zur Entwicklung und Erprobung neuer Produkte und Verfahren entsprechend Art. 2 Abs. 2 der CCS-Richtlinie (2009/31/EG). Art. 36 sieht zudem mit einer Änderung in Art. 1 Abs. 3 der Abfallverbringungsverordnung (EG) Nr. 1013/2006⁸¹ eine Ergänzung vor, nach der für die Verbringung von CO₂ für die Zwecke der geologischen Speicherung gemäß der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) die Verordnung nicht anzuwenden ist. Damit ist europarechtlich klargestellt und zugleich für die Umsetzung in den Mitgliedstaaten inhaltlich bindend vorgegeben, dass CO₂ aus dem CCS-Prozess nicht dem Abfallrecht unterfällt. Europäische Vorgaben werden allerdings erst dann für die Mitgliedstaaten verbindlich, wenn diese in nationales Recht umgesetzt worden sind bzw. die Umsetzungsfrist für die Richtlinie – hier nach Art. 39 Abs. 1 der CCS-Richtlinie 2009/31/EG der 25.06.2011 – verstrichen ist, ohne dass die Richtlinie in nationales Recht umgesetzt wurde. Dennoch kann auch vor Umsetzung der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) den Richtlinienvorgaben im Rahmen der Auslegung Bedeutung zukommen (vergleiche näher dazu bei Brandt 2009).

Materielle Maßstäbe und Zulassungsverfahren Solange indes keine Umsetzung der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) erfolgt ist, ist die Zulassungsfähigkeit von Vorhaben zur Speicherung von CO₂ in salinaren Aquiferformationen sowie in (ausgeförderte) Erdgaslagerstätten wie folgt zu beurteilen:

Es ist zwischen den verschiedenen möglichen Speicherformationen und dem dahinter stehenden Zweck der dauerhaften Verpressung des CO₂ in die geologischen Formationen zu unterscheiden. Dabei kann hier nicht auf die einzelnen, teilweise sehr komplexen Aspekte der abfallrechtlichen, aber auch der bergrechtlichen Anforderungen eingegangen werden. Es werden lediglich übersichtsartig zentrale Aspekte der in Betracht kommenden Konstellationen der dauerhaften Verpressung dargestellt.

Neben der Einordnung des CO₂ als Abfall ist eine weitere Differenzierung vorzunehmen, die maßgeblich ist für die Frage der Zulässigkeit und des anzuwendenden Rechts für die CO₂-Verpressung zum Zwecke der dauerhaften Speicherung. Der Blick fällt insoweit erneut auf die Vorschrift des § 2 Abs. 2 KrW-/AbfG, also auf die Ausnahmen vom Geltungsbereich des KrW-/AbfG. Es ist nach § 2 Abs. 2 Nr. 4 KrW-/AbfG, der sogenannten Bergbauausnahmeklausel, nach bergbaulichen und bergfremden Abfällen zu unterscheiden. Erfolgt die CO₂-Abscheidung in engem räumlichen und betrieblichen Zusammenhang mit einer bergbaulichen Tätigkeit im Sinne des § 2 BBergG an, wie es zum Beispiel die Erdgasaufbereitung im Rahmen des EGR-Verfahrens ist, dann greift die sogenannte Bergbauausnahmeklausel mit der Folge, dass sich die Zulässigkeit der Verpressung zur Ausbeutesteigerung nicht nach Abfall-, sondern nach Bergrecht richtet. Das zu verpressende CO₂ ist dann ein flüssiger, bergbaulicher Abfall. Danach sind die abfallrechtlichen Maßstäbe zwar nicht ganz ausgeblendet, es ist jedoch ein eigener den bergrechtlichen Besonderheiten angepasster Maßstab anzulegen. Erfolgt die CO₂-Abscheidung indes als zusätzlicher Verfahrensschritt bei kraftwerks- oder industriellen Prozessen, ohne dass ein enger Zusammenhang mit einer bergbaulichen Tätigkeit besteht, so dass es erst zu den geeigneten Speicherstätten transportiert werden muss, dann ist das zu verpressende CO₂ bergfremder Abfall.

Ist das zu verpressende CO₂ als bergbaulicher Abfall einzustufen, greift die Bergbauausnahmeklausel des § 2 Abs. 2 Nr. 4 KrW-/AbfG, und das Abfallrecht ist nicht anwendbar. Ist das zu verpressende CO₂ hingegen als bergfremder Abfall einzustufen und wird auch keine andere Ausnahme vom Geltungsbereich nach § 2 Abs. 2 KrW-/AbfG für einschlägig befunden, dann ist das Abfallrecht anwendbar, und die dauerhafte Speicherung von CO₂ ist nach § 27 Abs. 1 S. 1 KrW-/AbfG nur in dafür zugelassenen Beseitigungsanlagen zulässig.

Verpressung in salinare Aquiferformationen Kennzeichnend für die Nutzung salinärer Aquifere zur dauerhaften Speicherung ist, dass es sich bei diesen in aller Regel um geologische Formationen handelt, die bisher noch unerschlossen sind. Es handelt sich also um eine Neunutzung, Bergbauberechtigungen (§ 6 ff. BBergG) oder Betriebspläne (§§ 51 ff. BBergG) sind für diese Formationen nicht vorhanden. Soll CO₂ aus Kraftwerk-

⁸¹ Verordnung (EG) Nr. 1013/2006 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. Juni 2006 über die Verbringung von Abfällen (ABl. L 190/1).

sprozessen in salinaren Aquiferen gespeichert werden, dann richtet sich die Zulässigkeit eines solchen Vorhabens nach dem Abfallrecht. Das CO₂ ist ein bergfremder Abfall zur Beseitigung, und die Verpressung des CO₂ stellt keine bergbauliche Tätigkeit nach § 2 BBergG dar, so dass das bergrechtliche Betriebsplanverfahren nach den §§ 51 ff. BBergG nicht zur Anwendung gelangt. Insbesondere handelt es sich auch nicht um eine Untergrundspeicherung nach § 126 BBergG, da gerade keine Verpressung des CO₂ mit dem Ziel des bloß periodischen Verbleibs sowie der beabsichtigten Wiederverwendung und weiteren Nutzung mit dem CCS-Verfahren angestrebt wird, wie dies die Anwendbarkeit des § 126 BBergG voraussetzen würde. Eine bloß theoretische Nutzungsmöglichkeit des verpressten CO₂ zu einem nicht näher bestimmten oder bestimmbaren zukünftigen Zeitpunkt reicht nicht aus, um aus der Ablagerung im Rechtssinne eine Speicherung im Sinne der §§ 2, 4 Abs. 9 und 126 BBergG zu machen (vergleiche umfassend dazu Dietrich 2007; Öko-Institut 2007; Schulze et al. 2008 jeweils mit weiteren Nachweisen).

Es verbleibt demzufolge bei der Anwendung des Abfallrechts und der Vorgabe, dass eine Abfallbeseitigung nur in den dafür vorgesehen zugelassenen Beseitigungsanlagen zulässig ist. Es wäre also im Rahmen eines durchzuführenden Planfeststellungsverfahrens nach § 31 Abs. 2 KrW-/AbfG über die Zulässigkeit des Vorhabens zu entscheiden. Dabei wird im noch geltenden Recht das gesamte Zulassungsvorhaben von dem bestehenden abfallrechtlichen Verbot der untertägigen Ablagerung flüssiger Abfälle nach § 7 Abs. 1 und 2 der Deponieverordnung (DepV)⁸² überlagert (Dietrich 2007, Franke 2008, Hellriegel 2008b). Viel spricht überdies dafür, dass das Deponierungsverbot des § 7 DepV auch für CO₂ in überkritischem Aggregatzustand anzuwenden sein wird (so Dietrich 2007, offen lassend Hellriegel 2008b, Much 2007, andere Auffassung Schulze et al. 2008). Demzufolge ist wohl allein die sich aufgrund der geologischen Tiefen der salinaren Aquifere als theoretisch darstellende dauerhafte Speicherung von CO₂ in gasförmigen Zustand aufgrund des abfallrechtlichen Deponierungsverbots für flüssige Abfälle möglich.

Verpressung in (ausgeförderte) Erdgaslagerstätten Bei einer Verpressung von CO₂ in Erdgaslagerstätten ist danach zu unterscheiden, ob die Verpressung während des laufenden und bereits bergrechtlich zugelassenen Förderbetriebs zum Zwecke der Ausbeutesteigerung im Rahmen des EGR-Verfahrens oder ohne gleichzeitige Durchführung des EGR-Verfahrens in bereits ausgeförderten, nicht mehr betriebenen Erdgaslagerstätten erfolgt. Anders als bei der Verpressung von CO₂ in salinare Aquifere hat bei einer CO₂-Speicherung in Erdgaslagerstätten zumeist eine bereits zugelassene bergbauliche Fördertätigkeit stattgefunden oder findet aktuell noch statt. Bei einer beabsichtigten Verpressung in Erdgaslagerstätten zum Zwecke der dauerhaften Speicherung kommt der Unterscheidung Bedeutung zu, in welchem Zusammenhang das CO₂ anfällt und welcher Zweck mit der Verpressung verfolgt wird. Auf der einen Seite steht abgeschiedenes CO₂, das in engem räumlich-betrieblichen Zusammenhang mit einer bergbaulichen Tätigkeit

anfällt und mit dem ein weiterer Zweck verfolgt wird, wie zum Beispiel im Rahmen des EGR-Verfahrens, und das auch in engem Zusammenhang mit diesem Verfahren, also „vor Ort“, verpresst werden soll. Auf der anderen Seite kommt CO₂, das in kraftwerks- oder industriellen Prozessen abgeschieden wird und anfällt, ohne dass ein Zusammenhang zu einer bergbaulichen Tätigkeit besteht und der durch die Verpressung allein beseitigt werden soll, Bedeutung zu.

Bei im Rahmen von EGR-Verfahren abgeschiedenem CO₂ handelt es sich um einen bergbaulichen Abfall zur Verwertung, da das CO₂ in unmittelbarem Zusammenhang mit einer bergbaulichen Tätigkeit im Sinne des § 2 BBergG anfällt, nämlich der Gewinnung und Aufbereitung von Erdgas als Bodenschatz. Deshalb greift die Bergbauausnahmeklausel des § 2 Abs. 2 Nr. 4 KrW-/AbfG, so dass für die Beurteilung der Zulässigkeit des EGR-Verfahrens das Bergrecht anzuwenden ist. Der zur zugelassenen Gewinnung von Erdgas hinzutretende Verfahrensschritt der Abscheidung des CO₂ aus dem geförderten Erdgas, also die Aufbereitung, und die sich anschließende Wiederverpressung des CO₂ in die Lagerstätte dürften – vorbehaltlich der Prüfung im Einzelfall – von der erteilten oder zu erteilenden Bergbauberechtigung umfasst sein. Sind bergrechtliche Betriebspläne für die Gewinnungstätigkeit bereits zugelassen und soll als neuer Verfahrensschritt das EGR-Verfahren hinzukommen, dann bedarf diese Erweiterung einer eigenen Zulassung als betriebsplanpflichtige Abänderung. Soll erstmals der Gewinnungsbetrieb unter Nutzung des EGR-Verfahrens aufgenommen werden, dann ist die vorherige Zulassung entsprechender Betriebspläne (§§ 51 ff. BBergG) erforderlich.

Durch die Bergbehörde sind speziell die in § 55 Abs. 1 S. 1 Nrn. 1, 3, 4, 6, und 9 BBergG bestimmten materiellrechtlichen Anforderungen als Zulassungsvoraussetzungen für die CO₂-Verpressung besonders zu prüfen. Zudem sind einer Zulassung etwaig entgegenstehende öffentliche Interessen im Sinne des § 48 Abs. 2 BBergG ebenso zu prüfen, wie die Frage der UVP-Pflicht nach der UVP-V Bergbau.⁸³ Die Zulassungsvoraussetzungen dürften beim EGR-Verfahren als zusätzlichem Verfahrensschritt zur Gewinnungstätigkeit grundsätzlich vorliegen (vergleiche dazu näher Dietrich 2007, Öko-Institut 2007).

Anders fällt die Beurteilung für die Verpressung von CO₂ in Erdgaslagerstätten ohne Nutzung des EGR-Verfahrens aus. Soll abgeschiedenes CO₂ aus kraftwerks- oder industriellen Prozessen in Erdgaslagerstätten verpresst werden, das zunächst von entfernt liegenden Orten zu den Lagerstätten transportiert werden müsste, dann ist eine solche dauerhafte Speicherung des CO₂ im geltenden Recht in der Regel unzulässig. Es handelt sich bei dem zu speichernden CO₂ um bergbaufremde Abfälle die allein mit dem Ziel der Beseitigung verpresst werden, für die die Bereichsausnahme des § 2 Abs. 2 Nr. 4 KrW-/AbfG nicht

⁸² Deponieverordnung vom 27. April 2009 (BGBl. I S. 900).

⁸³ Verordnung über die Umweltverträglichkeitsprüfung bergbaulicher Vorhaben (UVP-V Bergbau) vom 13. Juli 1990 (BGBl. I S. 1420), zuletzt geändert durch Verordnung vom 24. Januar 2008 (BGBl. I S. 85).

eingreift und damit das Abfall- und nicht das Bergrecht einschlägig ist. Es handelt sich in diesen Fällen bei der CO₂-Speicherung nicht um eine bergbauliche Tätigkeit im Sinne des § 2 BBergG. Daran vermag auch eine bestehende Bergbauberechtigung für die Gewinnung von Erdgas sowie ein etwaig bestehender Betriebsplan, mit dem die Gewinnung von Erdgas vormals zugelassen wurde, bzw. ein Abschlussbetriebsplan, mit dem die Stilllegung zugelassen wurde, nichts zu ändern. Zwar könnte in Betracht gezogen werden, dass die dauerhafte CO₂-Speicherung als Anschlussnutzung durch die Bergbauberechtigung und die Betriebspläne für die Gewinnung umfasst wird. Jedoch umfasst eine Bergbauberechtigung, die die Aufsuchung, Gewinnung und gegebenenfalls Aufbereitung von Bodenschätzen erfasst, nicht auch das Recht, eine bergbaufremde Nutzung vorzunehmen, wie es die Verpressung des bergbaufremden Abfalls CO₂ mit dem Ziel der dauerhaften Speicherung ist (Dietrich 2007 mit weiteren Nachweisen).

Ist also beabsichtigt, aus Kraftwerken oder industriellen Anlagen abgeschiedenes CO₂ zum Zwecke der dauerhaften Speicherung in Erdgaslagerstätten zu verpressen, dann ist ein solches Vorhaben nach abfallrechtlichen Vorschriften zu beurteilen, nach denen die Beseitigung von Abfällen nur in den dafür zugelassenen Beseitigungsanlagen zulässig ist (§ 27 Abs. 1 S. 1 KrW-/AbfG), und jedenfalls für Abfälle in flüssigen oder überkritischen Aggregatzustand nach § 7 Abs. 1 und 2 DepV verboten ist. In engen Grenzen mögen abweichend von diesem Ergebnis Ausnahmen für das Gebiet der ehemaligen DDR aufgrund übergeleiteter sogenannter alter Rechte sowie für kleinmaßstäbliche Forschungs- und Entwicklungsvorhaben denkbar sein.

Wasserrechtliche Maßstäbe Weitere materiell-rechtliche Anforderungen und Zulassungskriterien- und Risiken ergeben sich aus dem Wasserrecht, da die Verpressung des CO₂ in geologischen Schichten dazu führen kann, dass das Grundwasser in seinen natürlichen Funktionen beeinträchtigt wird. Einschlägige wasserrechtliche Vorschriften sind insoweit das WHG⁸⁴ und die Landeswassergesetze sowie die Grundwasserverordnung.⁸⁵ Dem Grundwasserschutz kommt eine erhebliche Bedeutung zu, denn das Grundwasser hat für die Allgemeinheit eine kaum zu überschätzende Bedeutung und ist zugleich in besonderem Maße der Gefahr nachteiliger Auswirkungen ausgesetzt. Das Bundesverfassungsgericht hat gelehrt von dieser Erkenntnis dem Gesetzgeber zugestanden, das Grundwasser einer vom Grundeigentum getrennten öffentlich-rechtlichen Ordnung zu unterwerfen (BVerfG, Beschluss v. 15.07.1981 – 1 BvL 77/78, BVerfGE 58, S. 300 ff.). Aufgrund dieser Tatsache wird das Grundwasser

im Wasserhaushaltsgesetz insbesondere durch die §§ 19a ff. und § 34 einem umfassenden Schutz unterstellt.⁸⁶

Zunächst ist festzustellen, dass es sich auch bei Tiefengrundwasser um ein „Gewässer“ im Sinne des § 1 Abs. 1 WHG handelt. Denn auch sogenannte Tiefengrundwasser unterhalb der oberflächennahen Horizonte kann grundsätzlich zu schützendes Grundwasser im Sinne des WHG sein. Nur in den Fällen, in denen Auswirkungen auf oberflächennähere Grundwasserhorizonte infolge der CO₂-Verpressung in tiefere Schichten mit Sicherheit ausgeschlossen werden können, unterfällt Tiefengrundwasser nicht mehr dem Grundwasserbegriff und damit auch nicht mehr dem strengen Grundwasserschutz des WHG.

Speziell dem Grundwasserschutz dient § 34 WHG. § 34 soll den generellen Schutz des Allgemeinwohls, insbesondere der öffentlichen Wasserversorgung, aufgrund der bedeutenden ökologischen Funktionen des Grundwassers verstärken und stellt – geleitet von dem Wissen um die besondere Schutzbedürftigkeit und Schutzwürdigkeit des Grundwassers – dessen besondere Bedeutung heraus. Danach darf eine Erlaubnis für das Einleiten von Stoffen in das Grundwasser nur erteilt werden, wenn schädliche Verunreinigungen des Grundwassers oder eine sonstige nachteilige Veränderung seiner Eigenschaften nicht zu besorgen sind. § 34 Abs. 1 WHG bildet die materiell-rechtliche Vorschrift zu § 3 Abs. 1 Nr. 5 WHG, wonach das Einleiten von Stoffen in das Grundwasser eine Benutzung i.S.d. WHG darstellt und deshalb gem. § 2 Abs. 1 WHG erlaubnispflichtig ist. Zu besorgen sind Beeinträchtigungen schon dann, wenn die Möglichkeit eines Schadenseintritts nach den gegebenen Umständen und im Rahmen einer sachlich vertretbaren, auf konkreten Feststellungen beruhenden Prognose nicht von der Hand zu weisen sind, wobei auch nachteilige Veränderungen in langen Zeiträumen zu berücksichtigen sind. Wie bei anderen Benutzungen i.S.d. § 3 Abs. 1 WHG auch, ist eine Handlung erforderlich, die darauf gerichtet ist, die dem Boden zugeführten Stoffe in das Grundwasser gelangen zu lassen, wobei der Begriff des Einleitens von Stoffen auch das Hineinbringen von flüssigen und gasförmigen Stoffen in das Grundwasser umfasst. Die Verpressung von CO₂ in untertägige geologische Formationen zum Zwecke des dauerhaften Verbleibs des CO₂ in den Formationen stellt eine Benutzung i.S.d. § 3 WHG dar. Da die Möglichkeit einer nachteiligen Veränderung des Grundwassers bei der untertägigen Verpressung von gasförmigen reaktiven Stoffen nicht ausgeschlossen werden kann, stellt die CO₂-Verpressung in geologische Formationen eine erlaubnispflichtige Benutzung dar (so zur Speicherung von Gasen auch Willecke 1970 sowie Dietrich 2007 mit weiteren Nachweisen).

Wird CO₂ in salinare Aquifere verpresst, ist zu prüfen, ob das CO₂ die vorhandenen, stark salzhaltigen Wässer

⁸⁴ Wasserhaushaltsgesetz in der Fassung der Bekanntmachung vom 19. August 2002 (BGBl. I S. 3245), zuletzt geändert durch Gesetz vom 22. Dezember 2008 (BGBl. I S. 2986). Hingewiesen wird darauf, dass zum 01. März 2010 das neue Wasserhaushaltsgesetz vom 31.07.2009 in Kraft tritt (BGBl. I S. 2585) und das derzeit geltende WHG ablöst.

⁸⁵ Verordnung zur Umsetzung der Richtlinie 80/68/EWG des Rates vom 17. Dezember 1979 über den Schutz des Grundwassers gegen Verschmutzung durch bestimmte gefährliche Stoffe vom 18. März 1997 (BGBl. I S. 542)

⁸⁶ Den Regelungen der bis zum 28. Februar 2010 geltenden §§ 19a ff. („wassergefährdende Stoffe“) und § 34 („Reinhaltung des Grundwassers“) WHG entsprechen im Wesentlichen die §§ 62 f. („Umgang mit wassergefährdenden Stoffen“) und § 48 („Reinhaltung des Grundwassers“) des ab dem 01. März 2010 geltenden WHG's.

in obere Schichten verdrängen kann, wo diese wiederum in Kontakt mit Trinkwasser führenden Schichten treten könnten, so dass sich die Gefahr der Versauerung auch der Trinkwasser führenden Schichten ergeben kann. Denn kommt CO₂ mit Wasser in Berührung, reduziert sich der pH-Wert des Wassers mit der Folge, dass der lokale Säuregehalt des Wassers signifikant verändert wird und dieses versauern kann. Weiter zu bedenken ist, dass chemische Reaktionen des CO₂ auch mit der Aquifermatrix zu Karbonatmineralien die Durchlässigkeit und Porosität des Speicherareals beeinträchtigen können. Im Falle undichter Stellen des Speicherareals oder beim Versagen von Bohrlochabdichtungen könnte sich das verpresste CO₂ aus den Salzwasser führenden Schichten seinen Weg in höher gelegene Grundwasserleiter und in die Oberflächengewässer bahnen.

Kommt es tatsächlich zu solchen Reaktionen, dann verschlechtern sich die Eigenschaften des Wassers im Vergleich zur vorherigen Beschaffenheit und damit gegenüber dem natürlichen Zustand des Grundwassers. Erlaubnisfähig ist die Verpressung in salinare Aquifere damit nur dann, wenn die zuvor aufgeführten Gefährdungen nicht zu besorgen sind.

Wird die Verpressung in (ausgeförderte) Erdgaslagerstätten näher betrachtet, dann ist zunächst festzustellen, dass es bei diesem Verfahren nicht zwingend zu einem Kontakt mit Grundwässern kommen muss. Ein solcher Kontakt kann allerdings auch nicht von vornherein ausgeschlossen werden, wenn bedacht wird, dass eine Leckage eintritt, oder auch dann, wenn die Erdgaslagerstätte sich (teilweise) anstelle des bereits geförderten Gases mit Wasser gefüllt hat. Wird in diesem Zusammenhang wiederum der oben näher dargelegte Besorgnisgrundsatz herangezogen, dann folgt daraus, dass auch die Verpressung von CO₂ in (ausgeförderte) Erdgaslagerstätten in der Regel eine erlaubnispflichtige Benutzung des Grundwassers darstellt.

Ob eine Erlaubnis erteilt werden kann, wird von den jeweils gegebenen tatsächlichen Voraussetzungen abhängen, wobei im Einzelfall zu prüfen sein wird, ob schädliche Verunreinigungen oder sonstige nachteilige Wirkungen durch Benutzungsbedingungen, Bedingungen oder Auflagen unter entsprechender Anwendung des § 6 WHG verhütet oder ausgeglichen werden können.

Hingewiesen werden soll hier auch noch darauf, dass in der Wasserrahmenrichtlinie⁸⁷ in Art. 11 Abs. 3 lit. j als grundlegende Maßnahmen die zu erfüllenden Mindeststandards aufgeführt sind, die „das Verbot einer direkten Einleitung von Schadstoffen in das Grundwasser“ beinhalten. „Schadstoff“ ist in Art. 2 Nr. 31 der Wasserrahmenrichtlinie jeder Stoff, der zu einer Verschmutzung führen kann, insbesondere Stoffe des Anhangs VIII der Richtlinie. CO₂ ist dort nicht aufgeführt, jedoch ist Anhang VIII ausweislich seiner Überschrift ein nicht er-

schöpfendes Verzeichnis der wichtigsten Schadstoffe, also nicht abschließend. Insofern war fraglich und umstritten, ob CO₂ als ein Stoff einzustufen ist, der denen in Anhang VIII genannten Stoffen entspricht. Auch diese Frage wird mit der in Kraft getretenen CCS-Richtlinie (2009/31/EG) obsolet werden, da in Art. 32 eine Erweiterung von Art. 11 Abs. 3 lit. j der Wasserrahmenrichtlinie vorgesehen ist. Ausgenommen ist danach „die Injektion von Kohlendioxidströmen zur Speicherung in geologischen Formationen, die aus natürlichen Gründen für andere Zwecke auf Dauer ungeeignet sind, vorausgesetzt, eine Injektion erfolgt im Einklang mit der Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23.04.2009 über die geologische Speicherung von Kohlendioxid...“. Ausnahmen sind auch für kleinmaßstäbliche Forschungs- und Entwicklungsvorhaben im Sinne des Art. 2 Abs. 2 der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) vorgesehen.

Dadurch wurde das bestehende Hindernis des Verbots einer direkten Einleitung von Schadstoffen in das Grundwasser modifiziert und für die Injektion von CO₂ aus dem CCS-Prozess als nicht mehr grundsätzlich verboten eingestuft.

Aufsuchungserlaubnisse nach §§ 6 ff. BBergG Diskutiert wird aktuell, ob nach dem geltenden Recht bergrechtliche Erlaubnisse gemäß § 7 BBergG erteilt werden können, die auf die Aufsuchung von Sole gerichtet sind, mit denen aber zumindest auch die Eignung geologischer Formationen zur dauerhaften Speicherung von CO₂ erkundet werden soll. Hintergrund der Diskussion ist, dass durch einige Energieversorgungsunternehmen in Niedersachsen und Schleswig-Holstein derartige Bergbauberechtigungen (Erlaubnisse) beantragt wurden. Nach § 6 BBergG bedarf derjenige, der bergfreie Bodenschätze aufsuchen will, der Erlaubnis, derjenige der bergfreie Bodenschätze gewinnen will, der Bewilligung (§ 8 BBergG) oder des Bergwerkeigentums (§ 9 BBergG). Mit der Erlaubnis nach § 7 BBergG wird dem Inhaber das ausschließliche Recht eingeräumt, in einem bestimmten Erlaubnisfeld die in der Erlaubnis bezeichneten Bodenschätze aufzusuchen. Eine Rechtsgrundlage – so Franke (2010) –, die ausdrücklich eine Erkundung geologischer Formationen auf die Eignung als CO₂-Speicher ermöglichen würde, enthält das geltende BBergG nicht. Allerdings können für den Bereich tiefer salinarer Aquifere die notwendigen Erkenntnisse tatsächlich auf der Grundlage von Erlaubnissen zur Erkundung des bergfreien Bodenschatzes „Sole“ gewonnen werden. Gegen die Rechtmäßigkeit solcher Erlaubnisse wurde eingewendet, dass es sich „um missbräuchliche Versuche (handelt), sich unter Missachtung der Rechte der Grundstückseigentümer im Vorgriff auf ein noch nicht erlassenes CCS-Gesetz exklusive Rechte zu sichern (...)“ (vergleiche näher bei Gaßner und Buchholz 2009). Dabei wird indes übersehen, dass dem BBergG ein objektiver Aufsuchungs- und Gewinnungsbegriff zu Grunde liegt und Aufsuchung und Gewinnung allein „tätigkeitsbezogen“ zu verstehen sind. Für die Aufsuchung kommt es nicht auf die subjektive Zielsetzung an, und für die Gewinnung ist eine auf eine bestimmte Art der Verwendung des Bodenschatzes gerichtete Zweckorientierung nicht maßgeblich (Franke 2010 mit weiteren Nachweisen). Das Bundesverwaltungsgericht hat dies in seiner Gorleben-

⁸⁷ Richtlinie 2000/60/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 23. Oktober 2000 zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik, ABl. L 327/1.

Entscheidung ausdrücklich bestätigt.⁸⁸ Demzufolge kann eine Aufsuchungserlaubnis auf Sole nach dem geltenden Recht erteilt werden, auch wenn der Antragsteller in erster Linie Erkenntnisse über die Eignung salinarer Aquifere als CO₂-Speicher gewinnen will (so auch Franke 2010).⁸⁹ Während nach dem geltenden Recht also die tatsächliche Verpressung und dauerhafte Speicherung von CO₂ nur in wenigen Konstellationen zulässig ist, können Erkundungen salinarer Aquifere auf der Grundlage des geltenden BBergG durchgeführt werden. Die Erteilung von Aufsuchungserlaubnissen ist nicht von vornherein ausgeschlossen, wenn die Erteilungsvoraussetzungen (vergleiche § 11 BBergG) vorliegen.

6.5.2.4 Weitere ordnungs- und haftungsrechtliche Aspekte

Neben den zuvor beschriebenen sondergesetzlichen Vorschriften, die die einzelnen Verfahrensschritte der CCS-Kette betreffen, können auch weitere ordnungsrechtliche Vorschriften Bedeutung erlangen, insbesondere im Hinblick auf die dauerhafte CO₂-Speicherung. Zu denken ist insofern speziell an das Bodenschutzrecht und das Recht der Umweltverträglichkeitsprüfung, aber auch das allgemeine Polizei- und Ordnungsrecht, wenn die sondergesetzlichen Vorschriften, also das BBergG sowie das KrW-/AbfG, keine Anwendung mehr finden (vergleiche Dietrich 2007, Öko-Institut 2007). Das ist in der Regel erst nach der Stilllegung entsprechender Anlagen der Fall.

Für den Bereich der Haftung für Umweltschäden oder den Ersatz von Individualschäden bietet das geltende Recht bisher keine hinreichenden Haftungsbestimmungen (vergleiche näher dazu Öko-Institut 2007, Dietrich 2007, Lagoni 2008).

6.5.2.5 Zusammenfassung

Für den ersten Verfahrensschritt der CCS-Kette, also die Abscheidung und Verdichtung des CO₂, ist festzuhalten, dass bereits das geltende Recht einen relativ gut geeigneten Rahmen für die Erfassung der damit einhergehenden Gefahren bereithält. Denn die Abscheidung und Verdichtung von CO₂ werden in der Regel vom Genehmigungserfordernis nach den §§ 4 und 6 BImSchG mit erfasst, bzw. es ist im Falle der Nachrüstung eine Genehmigung zur wesentlichen Änderung nach § 16 BImSchG einzuholen. Das geltende Recht bedarf insofern nur einzelner Konkretisierungen, mit denen die besonderen Gefahren von Abscheidung und Verdichtung von CO₂ erfasst werden können.

Auch der zweite Verfahrensschritt der CCS-Kette, der Transport des CO₂ hin zu den Speicherstätten, ist mit dem geltenden Recht bereits relativ gut handhabbar. Auch insofern bedarf es allerdings einzelner Konkreti-

sierungen, mit denen die besonderen Gefahren infolge des Transports von CO₂ erfasst werden.

Problematisch stellt sich allerdings die Situation für den letzten Verfahrensschritt der CCS-Kette dar, nämlich für die dauerhafte Speicherung des CO₂. Eine solche ist mit dem geltenden Recht in der Mehrzahl der Fälle nicht ohne Zulassungsrisiken möglich bzw. sogar insgesamt unzulässig. Insofern bedarf das geltende Recht vielfältiger Anpassungen und Ergänzungen, damit eine sowohl rechtssichere wie auch unter sicherheits- und umwelttechnischen Aspekten befriedigende Situation hergestellt werden kann.

6.5.3 Regierungsentwurf für ein Gesetz zur Regelung der Abscheidung, Transport und dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (CCS-Gesetz) vom April 2009

Wie bereits oben unter Kapitel 6.5.1 angedeutet, hat die Bundesregierung Anfang April 2009 einen Entwurf für ein Gesetz zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid vorgelegt (Bundesrat-Drucksache 282/09), nachdem zunächst Kompetenzstreitigkeiten zwischen dem BMU und dem BMWi im Vorfeld des Gesetzgebungsverfahrens zu Verzögerungen des Kabinettsbeschlusses über den Gesetzesentwurf geführt hatten. Die Verabschiedung des CCS-Gesetzes noch in der 16. Legislaturperiode ist gescheitert.

6.5.3.1 Konzeption und Zweck des CCS-Gesetzes

Mit dem Entwurf für ein CCS-Gesetz sollte ein Rechtsrahmen für die weitere Entwicklung und Anwendung der CCS-Technik geschaffen werden, mit dem für Anlagenbetreiber die notwendige Planungs- und Investitionssicherheit für Pilot- und Demonstrationsanlagen geschaffen werden sollte. Zugleich war beabsichtigt, für die Nutzung des CCS-Verfahrens hohe Umweltstandards zum Zwecke der Umwelt- und Klimaverträglichkeit zu schaffen und die CCS-Richtlinie (2009/31/EG) in deutsches Recht umzusetzen.

Bei dem Entwurf für ein CCS-Gesetz handelte es sich um ein sogenanntes Artikelgesetz, das sich aus insgesamt sieben Artikeln zusammensetzte. Neben dem in Art. 1 als Neuregelung vorgeschlagenen Gesetz über den Transport und die dauerhafte Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz – KSpG-E) sollten in den Art. 2 bis 6 Änderungen und Ergänzungen des UVPG (Art. 2), des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes⁹⁰ (Art. 3), des Umweltschadensgesetzes⁹¹ (Art. 4), der 4.

⁸⁸ BVerwG, Urteil vom 02.11.1995 – 4 C 14.94, BVerwGE 100, S. 1 (5 f.).

⁸⁹ Eine weitere Frage ist, wie stark die durch eine solche Erlaubnis vermittelte Rechtsposition ist, insbesondere auch in dem Fall, dass ein CCS-Gesetz ein berechtsähnliches System für die Verpressung von CO₂ vorsieht; vergleiche dazu näher bei Franke 2010.

⁹⁰ Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz vom 8. Juli 2004 (BGBl. I S. 1578), zuletzt geändert durch Gesetz vom 16. Juli 2009 (BGBl. I S. 1954).

⁹¹ Umweltschadensgesetz vom 10. Mai 2007 (BGBl. I S. 666), zuletzt geändert durch Gesetz vom 31. Juli 2009 (BGBl. I S. 2585).

BImSchV (Art. 5) und der 13. BImSchV⁹² (Art. 6) erfolgen. Art. 7 des Gesetzesentwurfs betraf das Inkrafttreten des Gesetzes.

Zentraler Regelungsbereich des CCS-Gesetzesentwurfs war das KSpG-E, mit dem der CO₂-Transport und die dauerhafte Speicherung des CO₂ in einem neuen eigenen Gesetz geregelt werden sollte. Das KSpG-E setzte sich zusammen aus sieben Teilen und insgesamt 44 Vorschriften sowie zwei Anlagen zum Gesetz. Die Vorschriften des KSpG-E sollten dabei umfassend die dauerhafte Speicherung von CO₂ regeln, die mit dem Ziel betrieben wird, eine Freisetzung in die Atmosphäre dauerhaft zu verhindern. Das bedeutet, dass die verschiedenen Phasen des Speicherprozesses durch das Gesetz erfasst sein sollten, also die Untersuchung des Untergrunds auf seine Eignung zur Speicherung von CO₂, die Errichtung und der Betrieb von Kohlendioxidspeichern, die Stilllegung und die Nachsorge bei stillgelegten Kohlendioxidspeichern sowie ferner die Übertragung der Verantwortung über die stillgelegten Speicher auf die öffentliche Hand. Vor diesem Hintergrund war in § 1 KSpG-E als Zweck des Gesetzes *„die Gewährleistung einer dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid in unterirdischen Gesteinsschichten im Interesse des Klimaschutzes und der möglichst sicheren, effizienten und umweltverträglichen Versorgung der Allgemeinheit mit Energie sowie der Schutz des Menschen und der Umwelt, auch in Verantwortung für künftige Generationen“* beschrieben.

Nach § 2 KSpG-E war der Geltungsbereich sehr weit gefasst und umfasste den Transport und die dauerhafte Speicherung von CO₂ „in unterirdische(n) Gesteinsschichten einschließlich der Untersuchung und Nachsorge für alle Anlagen und Einrichtungen zur Speicherung und Überwachung sowie für sonstige Tätigkeiten, soweit dies ausdrücklich bestimmt ist, und erstreckt sich auch auf die Speicherung von CO₂ zum Zwecke der Forschung“. Örtlich sollte das KSpG-E auch für den Bereich der AWZ und des Festlandsockels anwendbar sein.

Hinsichtlich des Zwecks des KSpG-E wurden Zweifel an der Europarechtskonformität geäußert. In den Erwägungsgründen der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) wurde die CCS-Technik ausdrücklich als eine Brückentechnologie bezeichnet, die zur Abschwächung des Klimawandels beitragen soll. Eine solche Entsprechung sei im CCS-Gesetzesentwurf nicht zu finden (Baake und Ziehm 2009). Richtig ist daran zwar, dass der Gesetzeszweck bei der Auslegung unbestimmter Rechtsbegriffe sowie bei der Ermessensausübung durch die zuständigen Behörden heranzuziehen ist. Jedoch ist dieser Einwand nicht geeignet, die Europarechtswidrigkeit des CCS-Gesetzes zu begründen, da es den Mitgliedstaaten insofern freisteht, ob sie in ihrer energiepolitischen Gesamtausrichtung die CCS-Technik als nicht nur vorübergehende Brückentechnologie ansehen, solange den weiteren Politiken der EU

und insbesondere den energiebezogenen europarechtlichen Vorgaben, wie zum Beispiel die Förderung von Energieeinsparmaßnahmen oder der erneuerbaren Energien, entsprochen wird. Eine solche Inkompatibilität zwischen Richtlinienvorgabe und beabsichtigter deutscher Umsetzung dürfte hier im Ergebnis nicht vorliegen, steht doch den Mitgliedstaaten ein Umsetzungsspielraum zur Verfügung, der mit dem vorgelegten Entwurf noch nicht überschritten ist.

6.5.3.2 Regelungen zur CO₂-Abscheidung

Im Gesetzesentwurf wurde davon ausgegangen, dass für die Abscheidung des CO₂ im Kraftwerks- bzw. industriellen Prozess kein größerer Regelungsbedarf bestehe. In § 2 Abs. 1 S. 2 KSpG-E war insofern vorgesehen, dass für Anlagen zur Abscheidung von CO₂ das BImSchG gilt. In Bezug auf das Immissionsschutzrecht war für die Anlagen zur CO₂-Abscheidung in Art. 5 des CCS-Gesetzes die Aufnahme einer neuen Ziff. 1.15 im Anhang zur 4. BImSchV vorgesehen, mit der eine gesonderte Genehmigungspflicht für CO₂-Abscheidungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von 50 MW oder mehr begründet werden sollte. Errichtung und Betrieb von CO₂-Abscheidungsanlagen sollten nach Art. 2 des CCS-Gesetzes, in dem eine entsprechende Ergänzung in der Anlage 1 des UVPG vorgesehen war, UVP-pflichtig sein. Weiter war zum Zwecke der Umsetzung der sogenannten „Capture-Readiness“-Regelung des Art. 33 der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) in Art. 6 des CCS-Gesetzes eine Änderung der 13. BImSchV vorgesehen. Kraftwerksbetreiber sollten danach bei der Errichtung einer Anlage mit einer elektrischen Nennleistung von 300 MW oder mehr auf dem Betriebsgelände eine hinreichend große Fläche für die Nachrüstung von Abscheidungsanlagen freihalten. Diese Verpflichtung sollte nur dann nicht gelten, wenn der Betreiber darlegen kann, dass keine geeigneten CO₂-Speicher oder kein technisch und wirtschaftlich zumutbarer Zugang zu CO₂-Pipelines zur Verfügung steht oder die Nachrüstung von CO₂-Abscheidungsanlagen technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht zumutbar ist. Auch diese Vorschrift blieb nicht unkritisiert.

Angemerkt wurde, dass nach dem deutschen Regelungs-vorschlag maßgeblicher Zeitpunkt für die „Capture-Ready“-Prüfung die Errichtung der Anlage und nicht wie in der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) der der Genehmigungserteilung sei (Kohls und Kahle 2009). Auch wurde vorgebracht, dass anders als in der CCS-Richtlinie (2009/31/EG), wonach ein positives Prüfergebnis im Hinblick auf die Verfügbarkeit geeigneter Speicherstätten, die technische und wirtschaftliche Machbarkeit der Transportnetze sowie der Nachrüstbarkeit als Genehmigungsvoraussetzung für Kraftwerke mit einer Nennleistung von mehr als 300 MW vorgeschrieben ist, das deutsche Recht diese Regelungssystematik bei der Prüfung im Rahmen des vorgeschlagenen neuen § 7a der 13. BImSchV umkehre. Die Genehmigungserteilung sei auch dann zulässig, wenn geeignete CO₂-Speicher oder der technisch und wirtschaftlich zumutbare Zugang zu CO₂-Pipelines nicht zur Verfügung stünden oder die Nachrüstung von Anlagen zur CO₂-Abscheidung technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht zumutbar seien. Es würde insofern ins Ermessen der zuständigen

92 Dreizehnte Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (Verordnung über Großfeuerungs- und Gasturbinenanlagen) vom 20. Juli 2004 (BGBl. I S. 1717 (2847)), zuletzt geändert durch Verordnung vom 27. Januar 2009 (BGBl. I S. 129).

Behörde gestellt, ein Kraftwerk von 300 MW oder mehr auch dann zu genehmigen, wenn dieses Kraftwerk nicht die Gewähr dafür biete, mit CCS-Technologie nachgerüstet bzw. ausgestattet zu werden (vergleiche näher Baake und Ziehm 2009). Zudem gebe die „Capture-Ready“-Regelung auch keine Auskunft darüber, wann geeignete CO₂-Speicher und -Pipelines zur Verfügung stehen (Kohl und Kahle 2009). Zudem liefe eine solche Regelung faktisch ins Leere, solange keine abschließenden Planungen über eine umfassende CCS-Infrastruktur vorliegen und die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen einen Einsatz von CCS-Anlagen attraktiv werden lassen (Öko-Institut 2009). Diese vor allem europarechtlichen Kritikpunkte gegen den bisherigen Gesetzesentwurf sind begründet, da die Richtlinie mit Art. 33 sehr detaillierte Vorgaben ohne Umsetzungsraum macht, denen der bisherige Entwurf im Ergebnis kaum zu entsprechen vermag. In einem neuen Entwurf für ein CCS-Gesetz sollte schon aus Gründen der Rechtssicherheit eine 1:1-Umsetzung erfolgen.

6.5.3.3 Regelungen zum CO₂-Transport

Anders als für die CO₂-Abscheidung enthielt das KSpG-E in § 4 Regelungen, die den Transport des CO₂ in Kohlendioxidleitungen, also in Pipelines, betreffen. CO₂-Pipelines gibt es bislang noch nicht. Hier muss zügig – wenn eine großtechnische Nutzung der CCS-Technik beabsichtigt ist – eine insgesamt neue Infrastruktur aufgebaut werden. § 4 KSpG-E sah die Notwendigkeit der Durchführung der Planfeststellung oder der Plangenehmigung für die Errichtung und den Betrieb von CO₂-Pipelines vor, wobei verfahrensrechtlich die Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)⁹³ für die Errichtung und den Betrieb von Energieleitungen (§§ 43a ff. EnWG) sowie die Vorschriften des Verwaltungsverfahrensgesetzes⁹⁴ über das Planfeststellungsverfahren entsprechend anzuwenden sein sollten. Dem derzeitigen Status von CCS geschuldet – es ist noch nicht abschließend geklärt, welche geologischen Formationen zur CO₂-Verpressung geeignet sind – war die Regelung des § 4 Abs. 3 S. 2 KSpG-E ausgestaltet. Um Zweifeln am Vorliegen der für die Planfeststellung notwendigen Planrechtfertigung vorzubeugen, war dort bestimmt, dass das öffentliche Interesse an der Planfeststellung oder der Plangenehmigung nicht mit der Begründung verneint werden kann, der betreffende CO₂-Speicher werde noch nicht betrieben. Diese Ausnahme setzte allerdings voraus, dass die jeweilige geologische Formation nach einer Analyse und Bewertung zur Speicherung wenigstens geeignet erscheint und zudem ein Zulassungsantrag für einen CO₂-Speicher gestellt wurde. Nach § 4 Abs. 4 KSpG-E war vorgesehen, dass grundsätzlich auch eine Enteignung zulässig sein soll, soweit sie zum Zwecke des Transports von CO₂ zu einem CO₂-Speicher erforderlich sei und der Transport des CO₂ dem Wohle der Allgemeinheit diene. Entsprechend der Vorgaben der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) war nach Art. 2 des CCS-Gesetzes die Durchführung einer UVP bzw.

einer allgemeinen UVP-Vorprüfung für die Errichtung und den Betrieb von CO₂-Pipelines angeordnet.

Des Weiteren enthielt § 4 KSpG-E eine Verordnungs-ermächtigung zur Konkretisierung der Anforderungen an die technische Sicherheit von Pipelines zur Beförderung von abgeschiedenem CO₂. Eine Pflicht zur Durchführung eines Raumordnungsverfahrens, mit dem eine dem einzelnen Verfahren übergeordnete, Konflikten und besonderen Gefahren vorbeugende Gesamtbetrachtung vor der Errichtung und dem Betrieb der Pipeline erfolgen würde, enthielt der Gesetzesentwurf nicht.

Der Bundesrat hat eine entsprechende Ergänzung der Raumordnungsverordnung vorgeschlagen. Danach sollten die Ziele der Raumordnung zu beachten und die Grundsätze und sonstigen Erfordernisse der Raumordnung zu berücksichtigen sein (Bundesrat-Drucksache 282/09). Eine solche der eigentlichen Zulassung vorgelagerte und übergeordnete Betrachtung erscheint sinnvoll, da nur auf dieser übergeordneten Planungsebene sich abzeichnende Probleme vorbeugend erfasst, bewertet und einer Lösung zugeführt werden können (vergleiche dazu Öko-Institut 2009). Regelungen, mit denen ein diskriminierungsfreier Anschluss und Zugang zu den Pipelines gewährleistet werden sollte, waren in den §§ 34 – 36 des KSpG-E niedergelegt (vergleiche dazu näher unter Kapitel 6.5.3.4 am Ende).

6.5.3.4 Regelungen zur Untersuchung und zur dauerhaften CO₂-Speicherung

Den größten Regelungsumfang im KSpG-E nahmen die Bestimmungen für die dauerhafte Speicherung des CO₂ ein (§§ 5-28 KSpG-E). Dabei regelte das KSpG-E die rechtlichen Anforderungen an die CO₂-Speicherung umfassend, das bedeutet, von der Untersuchung geeigneter geologischer Formationen für die CO₂-Speicherung, über die Errichtung und den Betrieb von CO₂-Speichern bis zur Stilllegungs- und Nachsorgephase.

Dem derzeitigen Status von CCS geschuldet, beinhaltete das KSpG-E auch umfangreiche Vorschriften, die den Zeitraum vor der eigentlichen CO₂-Verpressung betreffen. Vorgesehen war eine bundesweite Bewertung und Registrierung der Potenziale geeigneter Speicherformationen, §§ 5 und 6 KSpG-E. Die Analyse und Bewertung der Formationen ist notwendig, da bisher bei weitem noch nicht alle erforderlichen Daten und Kenntnisse für eine belastbare Beurteilung der Dichte, der Volumina und der Ausdehnung der Speicherstätten und denkbare Reaktionen mit dem Umgebungsgestein und den Tiefengrundwässern vorhanden sind. Die erforderlichen geologischen Grundlagen für die Bewertung sollten durch die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe erarbeitet werden. In dem zu erstellenden CCS-Register sollten die die Speicherung von CO₂ betreffenden Infrastruktureinrichtungen und -tätigkeiten erfasst werden. Für beantragte, genehmigte und geschlossene Speicherstätten war vorgesehen, in das Register die für den jeweiligen Speicher relevanten Daten einzupflegen. Das CCS-Register sollte dabei fortlaufend angepasst werden, um den aktuellen Bestand der betriebenen und geschlossenen Speicherstätten zu dokumentieren.

⁹³ Energiewirtschaftsgesetz vom 7. Juli 2005 (BGBl. I S. 1970), zuletzt geändert durch Gesetz vom 21. August 2009 (BGBl. I S. 2870).

⁹⁴ Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG) in der Fassung der Bekanntmachung vom 23. Januar 2003 (BGBl. I S. 102), zuletzt geändert durch Gesetz vom 14. August 2009 (BGBl. I S. 2827).

Untersuchungsgenehmigung Bereits für die Untersuchung geeigneter Gesteinsschichten war nach dem KSpG-E eine Genehmigungspflicht vorgesehen (Untersuchungsgenehmigung, § 7 KSpG-E). Die Untersuchungsgenehmigung war dabei als Verbot mit Erlaubnisvorbehalt ausgestaltet. Nach § 7 Abs. 1 S. 2 KSpG-E sollte ein Anspruch auf die Genehmigung bestehen, wenn die in den Nrn. 1 bis 8 aufgeführten Voraussetzungen vorliegen. Dazu gehörten umweltrechtliche, sicherheitstechnische, geologische sowie personen- und sachbezogene Anforderungen.

Im Prüfprogramm für die Behörde war in § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 KSpG-E vorgesehen, dass die Untersuchungsgenehmigung dann versagt werden kann, wenn Beeinträchtigungen bestehender Bergbauberechtigungen oder die Beeinträchtigung von im öffentlichen Interesse liegenden Bodenschätzen nicht ausgeschlossen werden können. Liegt also eine Konkurrenz zwischen einer Nutzung, für die eine Bergbauberechtigung besteht, und der beabsichtigten CO₂-Speicherung vor, dann sollte durch die Behörde keine Untersuchungsgenehmigung erteilt werden können. Zudem musste für eine Genehmigungserteilung ausgeschlossen werden können, dass eine Gefährdung noch nicht erschlossener Bodenschätze, deren Schutz im öffentlichen Interesse liegt, eintritt. Die Genehmigungsbehörde hätte also bei ihrer Entscheidung über den Antrag auf Erteilung einer Untersuchungsgenehmigung eine Vielzahl widerstreitender Aspekte und Anforderungen zu berücksichtigen. Nach Erteilung einer Untersuchungsgenehmigung war dem Inhaber exklusives Recht zur Untersuchung des näher bezeichneten Feldes auf seine Eignung zur CO₂-Speicherung eingeräumt. Anderweitige, die Eignung als CO₂-Speicher beeinträchtigende Nutzungen des Speicherkomplexes sollten während der zeitlich befristeten Geltung der Untersuchungsgenehmigung nach § 7 Abs. 4 KSpG-E nicht zulässig sein. Allerdings war die Konzeption so ausgestaltet, dass bereits die Antragstellung für eine Untersuchungsgenehmigung Folgen hatte für danach gestellte Anträge auf eine Erlaubnis nach § 7 BBergG, die das in der Untersuchungsgenehmigung bezeichnete Feld betrafen. Nach § 10 Abs. 2 KSpG-E sollte dem Antrag nach § 7 BBergG in einem solchen Fall ganz oder teilweise erst nach der Entscheidung über den Antrag auf eine Untersuchungsgenehmigung stattgegeben werden. Hier fand sich also der Prioritätsgedanke („Wer zuerst kommt, mahlt zuerst!“) wieder, ohne dass allerdings qualitative Aspekte eine Rolle spielen würden, wie dies beispielsweise bei widerstreitenden Anträgen auf Erteilung einer Bergbauberechtigung nach § 14 BBergG der Fall ist. In § 8 Abs. 1 S. 3 KSpG-E war für widerstreitende Anträge auf Erteilung einer Untersuchungsgenehmigung für dasselbe Untersuchungsfeld und dieselben Gesteinsschichten bestimmt, dass über den Antrag zuerst entschieden werden soll, dessen vorgelegtes Untersuchungsprogramm den gestellten Anforderungen am besten Rechnung trägt, und bei gleichwertigen Anträgen dem Antrag den Vorrang einzuräumen, der zuerst genehmigungsfähig ist. Diese Regelung knüpfte an § 14 BBergG an, der bei Konkurrenzen um konkrete Berechtsame ein Mischsystem aus dem Prioritätsprinzip und der Vergabe nach qualitativen Kriterien festschreibt (Dietrich und Schäperklaus 2009). Diese Regelungen, mit denen potenzielle Nutzungskonflikte um eine geeignete

Speicherformation geregelt werden sollten, wurden im Gesetzgebungsverfahren kritisiert (vergleiche dazu näher unter Kapitel 6.5.4.1).

In § 10 KSpG-E war die Benutzung fremder Grundstücke zum Zwecke der Untersuchung geregelt. Danach sollte der Grundstückseigentümer zur Duldung von näheren Untersuchungen des Bodens, des Untergrunds und des Grundwassers oder ähnlicher Tätigkeiten durch den Inhaber einer Untersuchungsgenehmigung verpflichtet sein und hätte im Gegenzug in Fällen, in denen ihm infolge der Benutzung Vermögensschäden entstanden sind, vom Untersuchungsberechtigten Erstattung dieser Schäden verlangen können.

Planfeststellung für Errichtung und Betrieb von CO₂-Speichern Entsprechend der systematischen Vorgaben aus der CCS-Richtlinie (2009/31/EG), nach denen bereits für die Exploration einer bestimmten geologischen Formation eine Genehmigung erforderlich ist („Explorationsgenehmigung“) und daneben weiter für den eigentlichen Speichervorgang eine weitere Speichergenehmigung vor Aufnahme der Tätigkeit eingeholt werden muss, erfolgte auch im KSpG-E eine solche Aufteilung in ein zweigliedriges Genehmigungssystem. Nach Art. 2 des CCS-Gesetzes war für die Errichtung, den Betrieb und die Stilllegung von CO₂-Speichern die Durchführung einer UVP vorgesehen.

Diese weitere öffentlich-rechtliche Zulassung für die Errichtung, den Betrieb und auch die wesentliche Änderung von CO₂-Speichern war in den §§ 11 ff. KSpG-E als Planfeststellungspflicht ausgestaltet. Die Erteilung einer Plangenehmigung sollte nur im Einzelfall in Betracht kommen. Ansonsten war für das Planfeststellungsverfahren die entsprechende Geltung der §§ 72 bis 78 des VwVfG vorgesehen. In § 13 Abs. 1 KSpG-E war festgelegt, dass der Plan nur festgestellt und eine Plangenehmigung hätte nur erteilt werden dürfen, wenn die in den Nrn. 1 bis 8 bestimmten Voraussetzungen eingehalten und erfüllt werden können. Ähnlich dem Verfahren zur Erteilung einer Untersuchungsgenehmigung waren auch hier wiederum zahlreiche sicherheitstechnische, umweltrechtliche sowie geologische Anforderungen niedergelegt, deren Vorliegen durch die Behörde hätte geprüft werden müssen. Anders als bei der Untersuchungsgenehmigung hätte der Antragsteller in diesem Verfahren allerdings keinen Rechtsanspruch auf Erteilung des Planfeststellungsbeschlusses. In § 13 Abs. 2 KSpG-E waren die zwingenden Inhalte des Planfeststellungsbeschlusses näher bestimmt. Dazu gehörten unter anderem auch die Festlegungen der Höchstmenge und der zulässigen Zusammensetzung des zu speichernden CO₂ sowie der maximalen Injektionsraten und des maximalen Injektionsdruckes sowie die Festlegung von Maßnahmen zur Verhütung von Leckagen und erheblichen Unregelmäßigkeiten insbesondere unter Berücksichtigung von Risiken durch gelöste Stoffe und die Verdrängung von Formationswasser. Nach § 21 KSpG-E war als dynamische Betreiberpflicht für den Betrieb eines CO₂-Speichers vorgesehen, dass die speziellen sicherheits- und umwelttechnischen Vorsorge-Voraussetzungen nach § 13 Abs. 1 Nrn. 2 bis 4, die sich infolge neuer Erkenntnisse und des technischen Fortschritts stets fortentwickeln, angepasst werden sollten. Auch das Überwachungskonzept

(§ 20) sollte regelmäßig anzupassen und nach § 20 Abs. 2 KSpG-E alle fünf Jahre zu aktualisieren sein.

Für die Grundstückseigentümer war in § 14 KSpG-E eine Pflicht zur Duldung der dauerhaften Speicherung und der damit verbundenen Einwirkungen nach Maßgabe des § 75 Abs. 2 S. 1 VwVfG bestimmt, soweit Einwirkungen als Folge der Speicherung ausschließlich den Erdkörper unter der Erdoberfläche seines Grundstückes betreffen. Korrespondierend dazu sah § 15 KSpG-E vor, dass eine Enteignung grundsätzlich möglich ist. Auch die Regelungen zur Duldungspflicht sowie zur Enteignung blieben im Gesetzgebungsverfahren nicht frei von Kritik (vergleiche dazu näher unter Kapitel 6.5.4.3).

Wie im Verfahren zur Erteilung der Untersuchungsgenehmigung war auch im Planfeststellungsverfahren für CO₂-Speicher die Beachtlichkeit denkbarer Nutzungskonkurrenzen bei der Behördenentscheidung vorgesehen. § 13 Abs. 1 S. 2 KSpG-E ordnete für das Planfeststellungsverfahren eine entsprechende Geltung des § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 KSpG-E an. Das Exklusivrecht des Inhabers einer Untersuchungsenehmigung sollte sich im Verfahren zur Erteilung eines Planfeststellungsbeschlusses fortsetzen, indem ein Vorrang gegenüber allen weiteren Anträgen auf Erteilung einer Zulassung für CO₂-Speicher in denselben Gesteinsschichten nach § 12 Abs. 4 KSpG-E normiert war. Diese Vorrangregelung war allerdings begrenzt auf die widerstreitenden Anträge für die CO₂-Speicherung (CO₂-Speicherung versus CO₂-Speicherung).

Stilllegung und Nachsorge bei CO₂-Speichern Entsprechend der Richtlinienvorgaben war auch nach dem KSpG-E die Stilllegung eines CO₂-Speichers genehmigungspflichtig, § 17 KSpG-E. Die Stilllegungsgenehmigung sollte dann zu erteilen sein, wenn das aktuelle Stilllegungs- und Nachsorgekonzept den gesetzlichen Anforderungen entspricht.

Dem Antrag auf Erteilung einer Stilllegungsgenehmigung sollten Unterlagen über den Grund der Stilllegung und ein Stilllegungs- und Nachsorgekonzept beigelegt werden. Nach § 18 KSpG-E sollte nach Abschluss der Stilllegung des Speichers der Betreiber nach Maßgabe des Stilllegungs- und Nachsorgekonzeptes auf seine Kosten verpflichtet sein, Vorsorge gegen Leckagen und Beeinträchtigungen von Mensch und Umwelt zu treffen. Bei Leckagen oder erheblichen Unregelmäßigkeiten hätte der Betreiber dies unverzüglich bei der zuständigen Behörde anzuzeigen und weitere geeignete Maßnahmen zu treffen, um die Leckagen oder erheblichen Unregelmäßigkeiten zu beseitigen bzw. weitere zu verhüten, § 23 KSpG-E.

Haftung und Vorsorge In § 29 KSpG-E war eine verschuldensunabhängige Gefährdungshaftung für Schäden vorgesehen, die als Folge der dauerhaften CO₂-Speicherung eintreten können. Die Regelung war eng angelehnt an die Vorschriften des Umwelthaftungs- und Bergschadensrecht. Das bedeutet, dass Rechtswidrigkeit und Verschulden bei der zum Schaden führenden Tätigkeit nicht vorliegen müssen. Die Haftung sollte sich auf den Schadensersatz für die Tötung eines Menschen, Körper- und Gesundheitsbeeinträchtigungen sowie Sachschäden erstrecken. Haftender sollte danach grundsätzlich

derjenige sein, der die Anlage betreibt (vergleiche näher Bundesrats-Drucksache 282/09).

§ 30 KSpG-E sah vor, dass der Betreiber von CO₂-Speichern bis zum Zeitpunkt der Übertragung der Verantwortung auf das jeweilige Bundesland (vergleiche § 31 KSpG-E) eine Deckungsvorsorge bereitzuhalten hat, um den sich aus dem KSpG-E ergebenden Pflichten, gesetzlicher Schadensersatzansprüche, den sich aus dem TEHG ergebenden Pflichten sowie den sich aus den §§ 5 und 6 des Umweltschadensgesetzes ergebenden Pflichten nachkommen zu können. Damit sollte neben der Haftung ein im Umweltrecht etabliertes Instrument zur Absicherung von Risiken und Ansprüchen genutzt werden, um beim Betrieb des Speichers sowie bei der Stilllegung und der folgenden Nachsorgephase (vergleiche § 32 KSpG-E) entstehende Verpflichtungen erfüllen zu können. Die Deckungsvorsorge sollte zum Zeitpunkt der Zulassung des Speichers, in einem dem ersten Betriebsjahr entsprechenden festgesetzten Anteil der Gesamtdeckungssumme (vergleiche § 13 Abs. 1 Nr. 7), bereits vorliegen und nachgewiesen werden und bis zur Übertragung der Verantwortung für den Speicher auf das jeweilige Bundesland vorzuhalten und jährlich nachzuweisen sein. Die Vorsorge sollte durch eine Haftpflichtversicherung oder andere Sicherungsmittel erbracht werden können. Die Höhe und Art der Deckungsvorsorge sollte durch die zuständige Behörde festgesetzt und jährlich angepasst werden.

Übertragung der Verantwortung Nach § 31 KSpG-E war die Übertragung der Verantwortung auf das jeweilige Bundesland geregelt. Danach sollte der Betreiber frühestens nach Ablauf von 30 Jahren nach Abschluss der Stilllegung des CO₂-Speichers bei der zuständigen Behörde verlangen können, dass die Nachsorgepflichten sowie die sich aus dem TEHG und dem Umweltschadensgesetz ergebenden Pflichten auf das jeweilige Bundesland übertragen werden. Vorgesehen war zudem, dass auch eine Übertragung der Verantwortung vor Ablauf der 30-Jahres-Frist durch die Behörde genehmigt werden kann, wenn im Einzelfall bereits zu einem früheren Zeitpunkt die Langzeitsicherheit des CO₂-Speichers unter Anwendung des Standes von Wissenschaft und Technik als gegeben angesehen werden kann und der festgesetzte Nachsorgebeitrag (§ 32 KSpG-E) bereits geleistet wurde.

Bei Vorliegen dieser Voraussetzungen war ein Anspruch des Anlagenbetreibers auf Erteilung der „Übertragungsenehmigung“ vorgesehen. Vor der Übertragung – so war bestimmt – musste der Betreiber zahlreiche sicherheitstechnische Nachweise über die Langzeitsicherheit beibringen. Im Zeitpunkt des Verantwortungsübergangs sollte durch den Betreiber ein nach § 32 KSpG-E näher festzulegender Nachsorgebeitrag geleistet werden, der mindestens die vorhersehbaren Aufwendungen für die Überwachung während eines Zeitraums von 30 Jahren nach Übertragung der Pflichten decken sollte. Die genauen Anforderungen für die Berechnung des Nachsorgebeitrags waren im KSpG-E einer näheren Bestimmung durch Rechtsverordnung vorbehalten. Nach der Übertragung der Verantwortung sollte die Eigenüberwachungspflicht des Betreibers enden, wobei dieser durch den Nachsorgebeitrag für etwaige Kosten der Überwachung weiterhin hätte aufkommen müssen.

Anschluss und Zugang Dritter (§§ 34 – 36 KSpG-E)

§ 34 KSpG-E sah vor, dass die Betreiber von CO₂-Pipelines und CO₂-Speichern anderen Unternehmen grundsätzlich einen diskriminierungsfreien Anschluss an das Pipelinenetz und CO₂-Speicher sowie die weitere Nutzung derselben einzuräumen haben. Dabei war vorgesehen, dass Anschluss und Zugang zu technischen und wirtschaftlichen Bedingungen erfolgen sollten, die angemessen, diskriminierungsfrei und transparent sind und nicht ungünstiger sein sollten, als sie in vergleichbaren Fällen für Leistungen innerhalb eines Unternehmens oder gegenüber verbundenen oder assoziierten Unternehmen angewendet würden. Zudem war geregelt, unter welchen Voraussetzungen die Betreiber von CO₂-Pipelines und CO₂-Speichern den Anschluss und den Zugang an ihre Anlagen verweigern können. Diese Möglichkeit war beim Nachweis vorgesehen, dass die Gewährung des Anschlusses und des Zugangs wegen mangelnder Kapazität oder zwingenden rechtlichen Gründen nicht möglich oder nicht zumutbar sind. Unter bestimmten Umständen sollten die Betreiber von CO₂-Pipelines den Anschluss und den Zugang aus Kapazitätsgründen nicht verweigern dürfen und wären unter Umständen sogar verpflichtet gewesen, die notwendigen Ausbaumaßnahmen vorzunehmen, vergleiche § 34 Abs. 3 KSpG-E. Für die Streitbeilegung waren besondere Zuständigkeiten und Befugnisse in den §§ 35, 36 KSpG-E vorgesehen. Mit diesen Vorschriften werden die Richtlinienvorgaben über den Zugang Dritter [vergleiche Art. 21, 22 CCS-Richtlinie (2009/31/EG)] umgesetzt, wobei der Zugangsanspruch in Anlehnung an die energiewirtschaftlichen Erfahrungen und Regelungen aus dem Bereich der Erdgas-Transportnetze und -Speicher umgesetzt werden sollte.

6.5.3.5 Weitere Vorschriften des KSpG-E

In den §§ 37 und 38 KSpG-E waren Sonderbestimmungen für Vorhaben zur Forschung und Entwicklung vorgesehen. In den weiteren Bestimmungen waren die zuständigen Behörden (§ 40), Gebühren und Auslagen (§ 41) sowie Bußgeldvorschriften (§ 42) geregelt. § 43 sah vor, dass die Bundesregierung dem Bundestag zum 31.12.2015 über die Anwendung des CCS-Gesetzes sowie über die international gewonnenen Erfahrungen berichtet, wobei der Bericht die Erfahrungen und Ergebnisse aus der Errichtung und dem Betrieb der Forschungs- und Demonstrationsvorhaben für die Abscheidung, den Transport und die dauerhafte Speicherung darstellen sowie den technischen Fortschritt, die neuesten wissenschaftlichen Erkenntnisse und den Bericht nach Art. 38 Abs. 2 der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) berücksichtigen sollte. Als letzte Vorschrift fanden sich in § 44 Bestimmungen darüber, wie mit bereits nach Bergrecht zugelassenen und begonnenen Verfahren umzugehen ist. Vorbild für dieses Evaluierungsverfahren sind die Regelungen des § 66 EEG und § 112 EnWG.

Mit der in Art. 3 des CCS-Gesetzes vorgesehen Änderung des TEHG sollten die Vorgaben der im Rahmen des EU-Klimaschutzpaketes verabschiedeten Richtlinie zur Änderung der Emissionshandelsrichtlinie (2009/31/EG) umgesetzt werden. Abgeschiedenes und in einem nach dem KSpG-E zugelassenen CO₂-Speicher dauerhaft gespeichertes CO₂ sollte danach von der Pflicht zur Abgabe

von Emissionsberechtigungen nach § 6 TEHG befreit werden. In Art. 4 des CCS-Gesetzes war eine Ergänzung der Anlage 1 des Umweltschadensgesetzes vorgesehen, wonach auch der Betrieb eines CO₂-Speichers als eine Tätigkeit eingestuft werden sollte, für die Verpflichtungen nach dem Umweltschadensgesetzes entstehen können.

6.5.4 Wesentliche Kritikpunkte am Entwurf des CCS-Gesetzes

Der vom Bundeskabinett beschlossene Entwurf für ein CCS-Gesetz ist mit der Veröffentlichung vielfältig kritisiert worden. Hier werden nun einige der vorgebrachten Kritikpunkte näher erörtert.

6.5.4.1 Regelungen zur Erfassung, Bewertung und Lösung von Nutzungskonflikten

Bereits im Vorfeld des Gesetzgebungsverfahrens wurde darauf hingewiesen, dass sich bei einer großtechnischen Umsetzung der CCS-Technik und insbesondere der großmaßstäblichen dauerhaften Speicherung von CO₂ im geologischen Untergrund Nutzungskonflikte mit anderen Verfahren und Anwendungen, die ebenfalls geologische Formationen zur Verwirklichung benötigen, ergeben können (May 2005, Dietrich 2006, Dietrich und Brück von Oertzen 2008, Schulze et al. 2008 sowie Dietrich und Schäperklaus 2009). Nutzungskonflikte sind mittel- bis langfristig zu erwarten, da neben der beabsichtigten großvolumigen und dauerhaften CO₂-Speicherung, bei der in Deutschland unter dem Aspekt der notwendigen Volumina sowie der Wirtschaftlichkeit vor allem eine Verpressung des CO₂ insbesondere in salinare Aquifere sowie (ausgeförderte) Erdgaslagerstätten in Betracht kommt, auch andere Untergrundnutzungen für ihre Verwirklichung geologische Formationen benötigen. Dazu zählen insbesondere die Erdgasspeicherung, die Druckluft- und Wasserstoffspeichertechnik zum Zwecke der Verstetigung erneuerbarer Energiequellen sowie die petrothermale Geothermie. So wird sich das Erdgasspeichervolumen vermutlich in den nächsten Jahren verdoppeln (vergleiche näher Sedlacek 2009), so dass neben den bisher zumeist genutzten Kavernenspeichern, die für die CO₂-Speicherung ungeeignet sein dürften, zukünftig vermehrt auch eine Speicherung in ausgeförderten Erdgaslagerstätten und sogar in salinaren Aquiferformationen erfolgen dürfte beziehungsweise nicht auszuschließen ist (Crotogino et al. 2009). Die Nutzung der petrothermalen Geothermie sowie die Druck- und Wasserstoffspeicherung sind zum gegenwärtigen Zeitpunkt überwiegend noch im (teilweise fortgeschrittenen) Stadium der Forschungs- und Entwicklung. Insbesondere die Druckluft- und Wasserstoffspeicherung werden allerdings bei Betrachtung der politischen europäischen und nationalen Zielvorgaben für den Ausbau der erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 in den nächsten Jahren eine entscheidende Rolle bei der Substitution fossiler Energieträger spielen (vergleiche näher Crotogino et al. 2009). Soll nun zum Beispiel CO₂ aus dem CCS-Prozess in tiefe salinare Aquifere mit dem Ziel der dauerhaften Speicherung verpresst werden, dann ist zu erwarten, dass in der Regel sehr große untertägige Bereiche aufgrund fehlender Barrieren mit CO₂ belastet werden. Im Gegenzug bedeutet die dauerhafte Speicherung von CO₂ insbesondere in

Aquiferformationen, dass in diesen Bereichen anderweitige Nutzungen des geologischen Untergrundes nur noch eingeschränkt möglich sein könnten, jedenfalls soweit zum Beispiel durch Tiefbohrungen neue und mit heutigen technischen Mitteln noch nicht wirtschaftlich nutzbare Erdgas- oder Erdölvorkommen erschlossen werden sollen. Auch die petrothermale geothermische Nutzung dieser Formationen könnte vielfach infolge CO₂-Verpressung auszuschließen sein, zumindest aber wesentlich erschwert werden.⁹⁵ Die Erfassung und Bewertung der denkbaren Nutzungskonflikte bedarf dabei einer Betrachtung im konkreten Einzelfall bezogen auf eine bestimmte geologische Formation (Crotono et al. 2009). Wichtig für die Bewertung ist, dass die zeitliche Dimension, also wann welche Nutzung tatsächlich verwirklicht werden kann, bereits aktuell berücksichtigt wird, um nicht heute geologische Formation, die zum Beispiel für eine geothermische Nutzung besonders gut geeignet sind, für die allerdings noch keine konkreten Anträge auf Zulassung der Erkundung vorliegen, dauerhaft durch eine Verpressung von CO₂ unbrauchbar zu machen (Dietrich und Schäperklaus 2009). Diese Aspekte wurden in den Stellungnahmen zum CCS-Gesetz aufgegriffen.

So wurde an den Regelungen des KSpG-E, mit denen die Nutzungskonflikte nach der Auffassung der Bundesregierung hinreichend geregelt sein sollten, kritisiert, dass es zu befürchten stehe, dass Nutzungskonkurrenzen – insbesondere im Hinblick auf künftige, noch nicht ausreichend konkretisierbare Verwendungen – durch die Regelungen des KSpG-E nicht hinreichend erfasst und gelöst werden könnten, was allerdings im Hinblick auf die zukünftigen Energieversorgungsoptionen bereits zum heutigen Zeitpunkt unabdingbar sei (SRU 2009a). In diesem Zusammenhang wurde die Befürchtung geäußert, es drohe mit der Verabschiedung des KSpG-E und der erwarteten Vielzahl von Anträgen auf Untersuchungsgenehmigungen für die dauerhafte CO₂-Speicherung und den damit korrespondierenden exklusiven Untersuchungsrechten die Gefahr, dass große untertägige Gebiete für die CO₂-Verpressung gesichert und damit zugleich zukünftig konkurrierende Nutzungen unter dem Motto: „Wer zuerst kommt, mahlt zuerst“ für lange Zeiträume ausgeschlossen werden sollten. Eine Befristung der Untersuchungsgenehmigung „auf den für eine ordnungsgemäße Untersuchung erforderlichen Zeitraum“ und eine einmalige Verlängerungsoption war nach § 9 Abs. 1 S. 2 und 3 KSpG-E zwar möglich. Wie der „erforderliche Zeitraum“ näher zu bestimmen sein sollte, blieb im Entwurf ohne nähere Konkretisierung. Jedoch ergibt sich schon unter Zugrundelegung des Art. 5 Abs. 3 S. 1 der CCS-Richtlinie (2009/31/EG), dass die Gültigkeitsdauer einer Genehmigung die benötigte Zeit für die Durchführung der Untersuchung nicht überschreiten darf.

Sich abzeichnende Nutzungskonflikte waren im Gesetzentwurf in der Vorschrift zur bundesweiten Standortbewertung und -analyse nach § 5 KSpG-E explizit erwähnt, indem dort in § 5 Abs. 2 Nr. 7 die Bewertung der geo-

logischen Grundlagen durch die BGR auch „mögliche Nutzungskonflikte durch Exploration, Rohstoffgewinnung, Geothermienutzung, Speicherung oder Lagerung anderer gasförmiger, flüssiger oder fester Stoffe oder wissenschaftliche Bohrungen im Bereich der für die dauerhafte Speicherung geeigneten Gesteinsschichten“ vorgesehen war. Damit erfolgte zwar eine begrüßenswerte erste Bewertung und Kategorisierung auch denkbarer Nutzungskonflikte. Jedoch war in § 5 KSpG-E nichts darüber bestimmt, in welcher Form die von der BGR erarbeiteten geologischen Grundlagen tatsächlich in die Untersuchungen der Betreiber oder in die spätere Genehmigungsentscheidung einfließen sollten und welche Bedeutung die Bewertung für raumordnerische Planungen, Festlegungen oder Bereinigungserfordernisse haben sollten. Eine tatsächliche Ordnungsfunktion kam dieser Bewertung im Rahmen des Genehmigungsverfahrens nach dem Entwurf nicht zu, was angesichts der sich abzeichnenden kontroversen Bewertungsergebnisse als nicht zielführend eingestuft wurde (SRU 2009a, Öko-Institut 2009). In den Verfahren zur Erteilung der Untersuchungsgenehmigung bzw. zur Planfeststellung für die Errichtung und den Betrieb von CO₂-Speichern sollten sich abzeichnende Nutzungskonflikte allerdings nicht unbeachtet bleiben. In § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 war vorgesehen, dass die Genehmigung nur dann zu erteilen sein sollte, wenn Beeinträchtigungen von Bodenschätzen oder anderen Nutzungen des Untergrundes, deren Schutz jeweils im öffentlichen Interesse liegt, sowie Beeinträchtigungen bestehender Bergbauberechtigungen ausgeschlossen sind. Darüber hinaus war in § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 8 vorgesehen, dass auch andere öffentlich-rechtliche Vorschriften oder überwiegende öffentliche Interessen dem Untersuchungsvorhaben nicht entgegenstehen dürfen.

Durch diese Regelung wären Nutzungskonflikte allerdings nur einzelfallbezogen im jeweiligen Zulassungsverfahren erfasst worden. Eine übergeordnete und vorsorgende gesamtstrategische Betrachtung der Nutzungskonflikte wäre dadurch nicht erfolgt. Vielmehr wären die zuständigen Behörden im Einzelfall aufgefordert, im Rahmen ihrer Entscheidungsfindung auch zukünftige, gegebenenfalls konkurrierende Nutzungen der gleichen geologischen Formation zu berücksichtigen, wobei ihnen dafür durch das Gesetz keine Konkretisierungen zur Verfügung gestellt wurden. Dies ist insbesondere vor dem Hintergrund bedenklich, dass sowohl die petrothermale Geothermie, aber auch die Druckluft- und Wasserstoffspeichertechnik bisher nicht bzw. noch nicht für einen großtechnischen Einsatz zur Verfügung stehen, wohl aber mittelfristig eine erhebliche Bedeutung für die Energieversorgung erlangen werden. Insofern wurde durch den Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU 2009a) auch vorgeschlagen, eine Lösung für dieses Dilemma durch die Zulassung einer zunächst begrenzten Anzahl von CCS-Demonstrationsprojekten zu erreichen. Damit wären alle anderen Optionen weiter offen gehalten, so dass auch andere Nutzungen des geologischen Untergrundes weiterhin möglich blieben und nicht durch die große Flächen in Anspruch nehmende CO₂-Speicherung dauerhaft ausgeschlossen wären.

Während als kurzfristige Lösung für die Auflösung von Nutzungskonkurrenzen vorgeschlagen wurde, in § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 3 KSpG-E die dort aufgeführten konkurrieren-

⁹⁵ Siehe dazu näher die Antwort der Bundesregierung auf eine Kleine Anfrage vom 20.05.2009 zur „Geothermie und CO₂-Endlagerung“, Bundestags-Drucksache 16/13083.

den Nutzungen weiter zu spezifizieren und die Untersuchungsgenehmigung auf einen Zeitraum von drei Jahren zu befristen, ist langfristig die Implementation einer sogenannten Raumordnungsklausel in die Zulassungsvorschriften für die Untersuchungsgenehmigung vorgeschlagen worden, nach der die Ziele der Raumordnung beachtet und die Grundsätze und sonstigen Erfordernisse der Raumordnung berücksichtigt werden sollten (Öko-Institut 2009; Dietrich und Schäperklaus 2009). Mit einer solchen Regelung würden die raumordnerischen Festsetzungen, die bisher allein über den unbestimmten Rechtsbegriff der öffentlichen Interessen im Sinne des § 7 Abs. 1 S. 2 Nr. 8 KSpG-E gleichgewichtig neben anderen Interessen in die Entscheidung einzubeziehen wären, ein größeres Gewicht bekommen, insbesondere wenn bestimmte Nutzungen in einem Bereich als Ziele der Raumordnung festgesetzt würden. Auch die explizite Ergänzung der Raumordnungsverordnung dahingehend, dass für die Errichtung von CO₂-Speichern, die der Planfeststellung nach dem KSpG-E bedürfen, ein Raumordnungsverfahren durchzuführen ist, wurde vorgeschlagen (Stellungnahme des Bundesrates vom 15.05.2009, Bundesrats-Drucksache 282/09, Öko-Institut 2009).

Perspektivisch erscheint für eine großräumige und vorbeugende Erfassung, Bewertung und Auflösung von Nutzungskonflikten eine bundesweite übergreifende Planung und Abstimmung im Rahmen des Raumordnungsrechts angezeigt, da so am effektivsten eine länderübergreifende Steuerung der konkurrierenden Nutzungsvorhaben über den Einzelfall hinaus möglich ist (Öko-Institut 2007, Dietrich 2007). Eine raumordnungsrechtliche Steuerung auch untätiger Nutzungen, zum Beispiel durch die Festsetzung von Vorranggebieten oder Vorbehaltsgebieten für bestimmte Bereiche, ist allerdings bereits nach dem geltenden Raumordnungsrecht möglich, auch wenn dieses bisher oberflächenorientiert ausgestaltet ist. Längerfristig sollte zudem zur vorbeugenden Steuerung untätiger Nutzungskonflikte die bereits mehrfach vorgeschlagene Einrichtung einer besonderen Untertageraumordnung verfolgt werden, mit der eine Erweiterung und Spezifizierung der raumordnerischen Instrumente für die Besonderheiten des untätigen Raumes geschaffen werden könnte (May 2005, Dietrich 2007, Dietrich und Schäperklaus 2009). Bei einer erweiterten Nutzung des Raumordnungsrechts bräuchte noch nicht von Beginn an – was angesichts der bisher unzureichenden Kenntnisse auch kaum möglich wäre – eine feldesscharfe Festlegung in oder für die verschiedenen Formationen erfolgen, sondern es wäre ausreichend, untätige Formationen, die sich für bestimmte Nutzungen besonders gut eignen „grob“ zu bestimmen und festzusetzen, und die im Ergebnis notwendige auch kleingliederige feldesgenaue Erfassung und Bewertung den folgenden Entscheidungsebenen vorzubehalten.

6.5.4.2 Deckungsvorsorge und Übertragung der Verantwortung auf das jeweilige Bundesland

Differenziert wurden auch die Vorschriften des KSpG-E betreffend die Regelungen zur Deckungsvorsorge und zur Übertragung der Verantwortung über die CO₂-Speicher vom Betreiber auf das jeweilige Bundesland bewertet, also die §§ 30 ff. Vorgesehen war, dass die Betreiber von CO₂-

Speicheranlagen eine Übertragung der Verantwortung auf das jeweilige Bundesland, das die zuständige Behörde eingerichtet hat, in aller Regel frühestens nach Ablauf von 30 Jahren nach dem Abschluss der Stilllegung des CO₂-Speichers verlangen können, und eine Übertragung der Verantwortung zu einem früheren Zeitpunkt nur ausnahmsweise durch die Behörde zugelassen werden kann. Teilweise wurde eine Übertragung auf das jeweilige Bundesland insgesamt abgelehnt unter Hinweis darauf, dass eine solche Übertragung gegen das Verursacherprinzip verstoße, teilweise wurde die Frist von 30 Jahren als unangemessen kurz eingestuft.

In der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) ist als Mindestfrist für die Übertragung der Verantwortung 20 Jahre bestimmt. Ausnahmsweise kann die zuständige Behörde von der 20-Jahres-Frist abweichen und schon vorher die Übertragung ermöglichen, wenn alle verfügbaren Erkenntnisse daraufhindeuten, dass das gespeicherte CO₂ vollständig und dauerhaft zurückgehalten wird und diese Voraussetzung bereits vor Ablauf der Frist erfüllt ist.

Die im Gesetzentwurf gewählte Frist von 30 Jahren nach der Stilllegung erscheint konzeptionell grundsätzlich als angemessen und praktikabel, wenn berücksichtigt wird, dass entsprechende bilanzielle Rücklagen oder Rückstellungen für einen Zeitraum, der (wesentlich) über der gesetzten 30-Jahres-Frist liegt, kaum exakt bemessen und abgebildet werden können. Zudem sind Versicherungslösungen und -konzepte, mit denen die Deckungsvorsorge bis zum Zeitpunkt der Übertragung der Verantwortung ebenfalls sichergestellt werden könnte, bisher nicht marktgängig. Des Weiteren ist zu bedenken, dass mit dem Verantwortungsübergang auf das jeweilige Bundesland eine ordnungsrechtliche Inanspruchnahme des (ehemaligen) Betreibers der Speicherstätte als Störer zur Gefahrenbeseitigung nicht von vornherein ausgeschlossen ist, insbesondere für Schäden im Sinne des Umweltschadensgesetzes. Letztlich entspricht die 30-Jahres-Frist der im deutschen Haftungsrecht seit jeher geregelten längstmöglichen Verjährungsfrist. Auch war vorgesehen, dass mit dem zu leistenden Nachsorgebeitrag mindestens die vorhersehbaren Aufwendungen der Überwachung während eines Zeitraums von 30 Jahren nach der Übertragung der Pflichten gedeckt werden. Bemängelt wurde allerdings insofern zu Recht, dass im KSpG-E die für die einheitliche Verwaltungspraxis erforderlichen Konkretisierungen nicht erfolgt sind, sondern sowohl für die Berechnung des Nachsorgebeitrages, als auch an die zu leistende Deckungsvorsorge und die Einzelheiten des Verfahrens zur Übertragung der Verantwortung, erst durch den Erlass von Rechtsverordnungen näher ausgestaltet werden sollten, also auf einer dem Gesetz untergeordneten Ebene, auf der keine Beteiligung des Parlaments erfolgt. Mangels dieser Konkretisierungen zur Höhe der zu leistenden Deckungsvorsorge, aber auch bezüglich des zu leistenden Nachsorgebeitrages, bestünde die Gefahr, dass die Beiträge zu niedrig angesetzt und Risiken und Kosten damit entgegen dem Verursacherprinzip auf die Allgemeinheit abgewälzt würden (SRU 2009a).

Ein weiterer Kritikpunkt in engem Zusammenhang mit der Übertragung der Verantwortung auf das jeweilige Bundesland wurde durch den Bundesrat formuliert, der

in seiner Stellungnahme zum CCS-Gesetz vorgeschlagen hat, dass die Verantwortung nach § 31 Abs. 1 KSpG-E nicht auf das jeweilige Bundesland übergehen sollte, das die zuständige Behörde eingerichtet hat, sondern auf den Bund.⁹⁶ Durch diese Regelung sollte erreicht werden, dass eine föderale Aufteilung der Risiken ermöglicht wird, da ansonsten die Länder, in denen tatsächlich eine CO₂-Speicherung ernsthaft in Betracht kommt, „zum nationalen Endlager eines Gases, dessen tatsächlich dauerhaft ungefährliche Speicherung noch nicht wissenschaftlich nachgewiesen werden kann“, würden. Vor dem Hintergrund der föderalen Lastenverteilung war auch der von den Ländern Niedersachsen, Schleswig-Holstein und Mecklenburg-Vorpommern unterstützte Antrag Brandenburgs zu sehen, nach dem für die Verpressung von CO₂ in geologische Formationen durch das Land, in dem die Verpressung erfolgt, eine sogenannte Speicherabgabe jährlich vom Betreiber des Kohlendioxidspeichers bzw. im Falle des § 34 KSpG-E anteilig durch die anderen Unternehmen erhoben werden sollte,⁹⁷ die der bergrechtlich etablierten Förderabgabe weitgehend entsprochen hätte (vergleiche näher dazu schon Viebahn und Luhmann 2009). Der Bundesrat hat den diesen Anträgen einzelner Länder nicht entsprochen.

Eine föderale Brisanz ergibt sich daraus, dass in Deutschland vorwiegend geologische Formationen im norddeutschen Raum für die großvolumige CO₂-Speicherung geeignet sind und damit zuvörderst auch nur die entsprechenden Bundesländer von der CO₂-Speicherung betroffen sein können, während bei großtechnischer Nutzung die größten Volumina des zu verpressenden CO₂ aus dem mittel- und süddeutschen Raum stammen. Dass die Vorbehalte einzelner Bundesländer gegenüber einer CO₂-Speicherung auf ihrem Staatsgebiet nach wie vor bei einem erneuten Regulierungsversuch aktuell sein werden, zeigt sich auch dadurch, dass der Schleswig-Holsteinische Landtag am 17.11.2009 beschlossen hat, dass die Landesregierung aufgefordert wird, sich bei der Umsetzung der CCS-Richtlinie in Bundesrecht dafür einzusetzen, dass die Bundesländer die Entscheidungshoheit darüber erhalten, die dauerhafte unterirdische Speicherung von CO₂ auf ihrem Gebiet auszuschließen.⁹⁸ Hinzuweisen ist an dieser Stelle noch darauf, dass ein landesrechtlich fixiertes Verbot CO₂-Speicherung verfassungsrechtlich nicht zulässig wäre.

6.5.4.3 Auswahl weiterer Kritikpunkte

Ausgestaltung des Rechtsverhältnisses zwischen Tiefennutzer und Oberflächeneigentümer: Auch die Ausgestaltung des Rechtsverhältnisses zwischen Tiefennutzer und Oberflächeneigentümer nach dem KSpG-E wurde kritisiert. Auf die Wichtigkeit einer konzeptionell ausgewogenen und rechtssicheren Ausgestaltung des Rechtsverhältnisses von Oberflächeneigentümer und Tiefennutzer, wurde bereits im Vorfeld hingewiesen (Dietrich 2007, Franke 2010, Kühne 2009). Zum Entwurf führen (Kohls und Kahle 2009) überzeugend aus, dass das Verhältnis

nach den im KSpG-E vorgesehenen Regelungen von Oberflächeneigentümer und Tiefennutzer mit erheblichen Unsicherheiten behaftet sei, da ein Vorhabenträger aufgrund der nicht feststellbaren enteignungsrechtlichen Vorwirkungen des Planfeststellungsbeschlusses Auseinandersetzungen mit einer Vielzahl von betroffenen Grundstückseigentümern befürchten müsse. Auch betroffene Grundstückseigentümer seien nach der bisherigen Regelungskonzeption nicht vor Unsicherheiten bewahrt, da zumindest unklar sei, ob trotz einer Planfeststellung Abwehransprüche gegen einen CO₂-Speicher oder zumindest ein Anspruch auf Entschädigung geltend gemacht werden könne. Diese Kritik dürfte vor allem der Tatsache geschuldet sein, dass auf eine an die etablierte bergrechtliche Systematik, nach der ein eigenständiges öffentlich-rechtliches Verleihungsverfahren zur Erteilung der teilweise verdinglicht ausgestalteten Bergbauberechtigung vorgesehen ist, im KSpG-E verzichtet wurde. Unsicherheiten könnten vermieden werden, wenn in einem neuen Entwurf geregelt würde, dass sich das Eigentum an einem Grundstück nicht auf den CO₂-Speicher erstreckt (vergleiche näher Kohls und Kahle 2009, Kühne 2009).

Verwendete Technik Klauseln: In Bezug auf die im KSpG-E festgesetzten Umwelt- und Technikstandards wurde ebenfalls Kritik geäußert. Während die Anforderungen an die Langzeitsicherheit und die Übertragung der Verantwortung von CO₂-Speichern auf das jeweilige Bundesland sich nach dem bereits in mehreren Rechtsgebieten verwendeten und in der Verwaltungspraxis und Rechtsprechung bekannten Terminus „Stand von Wissenschaft und Technik“ bemessen sollten, war für die Planfeststellung im Rahmen der Vorsorge nach § 13 Abs. 1 Nr. 4 KSpG-E ebenso wie in den § 21 Abs. 2 und § 25 Abs. 3 des KSpG-E ein Rückgriff auf die Klausel „Anerkannter Stand von Wissenschaft und Technik“ vorgesehen, eine mit der Entwurfsfassung geschaffene neue Kategorie von Technik Klauseln (Öko-Institut 2009). Für die Schaffung dieser neuen Kategorie, mit der offenbar eine gewisse Einschränkung des Standes der Wissenschaft erfolgen sollte, bestehe jedoch kein Anlass. Nach der Rechtsprechung zum „Stand von Wissenschaft und Technik“ bleiben als eher abwegig einzustufende wissenschaftliche Meinungen zwar als vertretbare Auffassung nicht unberücksichtigt. Unsicherheiten in der Risikoermittlung und -bewertung wird jedoch durch hinreichend konservative Annahmen Rechnung getragen und im Rahmen der Abwägung auch das fachliche Gewicht und der wissenschaftliche Stellenwert der Meinungsäußerung berücksichtigt (Öko-Institut 2009). Zudem stiftete diese neue Kategorie nur unnötige Verwirrung, sei wenig stringent und werfe die Frage auf, warum verschiedene Vorsorgeanforderungen an den CO₂-Speicher in unterschiedlichen „Phasen“ zu stellen sein sollten (vergleiche näher dazu Kohls und Kahle 2009, Baake und Ziehm 2009).

Verschiebung wesentlicher Entscheidungen auf spätere Rechtsverordnungen: In den Stellungnahmen zum Entwurf wurde zudem angemerkt, dass die nähere Ausgestaltung und Konkretisierung wichtiger Regelungsmaterien nicht im Gesetz selbst, sondern auf dem Wege der Rechtsverordnung erfolgen sollen (vergleiche die Aufzählung der Ermächtigungsgrundlagen beim SRU 2009a). Auf der Ministerialebene (BMWi und BMU) sollten so nicht wenige

⁹⁶ Vergleiche Bundesrat-Drucksache 282/09.

⁹⁷ Bundesrat-Drucksache 282/3/09.

⁹⁸ Schleswig-Holsteinischer Landtag Drucksache 17/55.

Konkretisierungen durch Rechtsverordnung erfolgen, die nur teilweise der Zustimmung des Bundesrates bedurft hätten. Die nähere und konkrete Ausgestaltung einzelner Regelungsmaterien durch nach geordnete Rechtsverordnungen ist dabei nicht schlechterdings nachteilig oder gar unzulässig, sondern ist gängige Gesetzgebungspraxis für die Festlegung bestimmter Standards im Bereich des Umwelt- und Technikrechts. Kritisiert wurde am Entwurf des KSpG insoweit auch insbesondere, dass *teilweise als wesentlich eingestufte Entscheidungen* nicht im Gesetz selbst geregelt wurden, und die konkretisierenden Rechtsverordnungen nicht zeitgleich mit den Gesetzesentwurf vorgelegt wurden (SRU 2009a).

6.5.5 Zusammenfassung und Ausblick

Das geltende nationale Recht ist bisher kaum geeignet, um die verschiedenen Verfahrensschritte der CCS-Kette zu erfassen. Die größten Probleme ergeben sich dabei im Bereich der CO₂-Verpressung mit dem alleinigen Ziel der dauerhaften Beseitigung des CO₂. Vorhaben zur dauerhaften Speicherung von CO₂ sind daher nach dem geltenden Recht nur in wenigen Konstellationen zulässig.

Aufgrund dieses Befundes sowie der Vorgaben der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) wurde im April 2009 ein Entwurf für ein CCS-Gesetz durch das Bundeskabinett vorgelegt, mit dem das gesamte CCS-Verfahren umfassend erfasst und zügig auch in Deutschland geregelt werden sollte. Im Ergebnis ist der Entwurf gescheitert. Dabei war das CCS-Gesetz in der Gesamtheit erkennbar davon geleitet, eine Umsetzung nah an den Vorgaben der CCS-Richtlinie (2009/31/EG) zu erreichen und dabei den umwelt- und sicherheitsrechtlichen Anforderungen ebenso genügen zu wollen wie den Ansprüchen an die notwendige Investitions- und Rechtssicherheit für CCS-Vorhaben. Dieses Ziel wurde durch das CCS-Gesetz nicht durchgängig erreicht. Zwar liegt darin, dass das CCS-Verfahren im KSpG-E nicht ausdrücklich als Übergangstechnologie bezeichnet wird, kein Verstoß gegen die Richtlinienvorgaben. Jedoch ist den kritischen Stimmen, die eine ausdrückliche systematische Ausrichtung des CCS-Gesetzes als ein Forschungsgesetz anstreben, mit welcher die Erprobung von CCS in einer begrenzten Anzahl von Demonstrationsanlagen realisiert werden kann, zuzugeben, dass das CCS-Verfahren, und dabei insbesondere die Frage der Langzeitsicherheit von CO₂-Speichern, aus heutiger Sicht kaum, und schon gar nicht generalisierend, abschließend beantwortet werden kann.

Unzureichend waren auch die Regelungen zur Erfassung, Bewertung und Auflösung von Nutzungskonflikten als Folge einer großtechnischen Nutzung des CCS-Verfahrens, bei denen nur die Lösung im Einzelfall, nicht aber eine großräumige und vorbeugende Planung vorgesehen war. Bei dem hier untersuchten „ersten Anlauf“ für ein CCS-Gesetz unterschätzt, sollten bei einem erneuten Regelungsversuch die Vorbehalte der potenziellen „Speicherländer“ besonders ernst genommen werden. Nach der hier vertretenen Sicht ist auch der Regelungsansatz als kritisch zu beurteilen, dass wesentliche Entscheidungen nicht im Gesetz selbst, sondern erst auf der Ebene der Rechtsverordnung reguliert und konkretisiert werden sollten, ohne dass die entsprechenden Verordnungen

zeitgleich mit dem Gesetz vorgelegt hätten. Angesichts sich klar abzeichnender Konflikte zwischen Oberflächeneigentümern und Tiefennutzern sollte auch dieses Rechtsverhältnis so geregelt werden, dass möglichst wenig Rechtsunsicherheit verbleibt und Eigentümer und Tiefennutzer wissen, welche Rechte und Pflichten sie haben. Wird die Frage des angemessenen Zeitpunkts für den Übergang der Verantwortung auf das jeweilige Bundesland näher betrachtet, so erscheint die im KSpG-E gewählte Frist von in der Regel frühestens 30 Jahren seit Stilllegung der Anlage angemessen. Abgeraten wird davon, neben den bisher geläufigen Techniklauseln mit Standards, die von der Rechtsprechung in langer Praxis konkretisiert wurden, neue und erweiterte bzw. verkürzte Klauseln festzuschreiben. Damit geht eine vermeidbare Rechtsunsicherheit einher.

Analyse der Potenziale zur CO₂-Ablagerung

7.1 Zielsetzung

Essenziell für die gesamte Prozesskette von CCS ist die geologische Ablagerung des Treibhausgases CO₂. Ein Schwerpunkt der vorgelegten Studie ist daher die Betrachtung der Lagerkapazitäten, die für CO₂ aus Deutschland in Frage kommen könnten. Zielsetzung der Analyse ist es, sowohl für Deutschland als auch für benachbarte Länder, die möglicherweise CO₂-Emissionen aus Deutschland lagern könnten,

- bereits vorliegende Kapazitätsabschätzungen hinsichtlich ihres Vorgehens und ihrer Annahmen systematisch zu analysieren und miteinander zu vergleichen und
- eine vorsichtige, konservative Abschätzung für die effektive Kapazität im Sinne einer unteren Grenze vorzulegen, an der sich potenzielle Investoren und politische Entscheidungsträger orientieren können.

Im Sinne einer Szenarienanalyse wird dabei eine typische „was wäre wenn“-Betrachtung durchgeführt, in der vorsichtige Abschätzungen respektive Annahmen zusammengeführt werden. Die Analyse basiert nicht auf neuen geologischen Daten, sondern nutzt in der Literatur verfügbare Erkenntnisse. Es sei darauf hingewiesen, dass sowohl die vorgelegte konservative Rechnung als auch existierende Abschätzungen auf Grund fehlenden Datenmaterials und praktischer Erfahrung mit der CO₂-Injektion große Unsicherheitsbereiche aufweisen. Solche generellen Abschätzungen können nur eine grobe Verallgemeinerung darstellen und müssen durch detaillierte Untersuchungen einzelner Ablagerungsstrukturen verbessert werden.

Dieses Kapitel gibt zunächst einen Überblick über die für eine CO₂-Ablagerung grundsätzlich in Frage kommenden Formationen und zeigt auf, welchen Kriterien sie genügen müssen, um in ihnen dauerhaft CO₂ lagern zu können. Nach einem Überblick über Ablagerungsmechanismen folgt eine Darstellung von Methoden zur Kapazitätsabschätzung. In den zentralen Kapiteln 7.5 und 7.6 werden anschließend die CO₂-Ablagerungskapazitäten für Deutschland und für andere europäische Länder, die für CO₂ aus Deutschland in Frage kämen, analysiert. Nach einem kurzen Überblick über in Arbeit befindliche Atlanten und Kataster zur CO₂-Ablagerungskapazität wird abschließend die Rolle von Enhanced Oil Recovery für CCS betrachtet.

Wie bereits im einführenden Kapitel angemerkt, verwendet das Wuppertal Institut den Begriff „(Ab)lagerung“ bzw. für die Einbringung des CO₂ den Begriff „Einlage-

rung“ und folgt damit einer rechtstechnisch eindeutigen Definition. Die im Deutschen allgemein verwendeten Begriffe „Speicherung“ oder „dauerhafte Speicherung“ mit all ihren Kombinationen (z.B. „Speicherkomplex“) sind dagegen irreführend, da „Speicherung“ einen Vorgang bezeichnet, bei dem das gespeicherte Gut wieder hervorgeholt werden kann, was bei CCS zweifelsfrei nicht intendiert ist.

7.2 Geologische Grundlagen

7.2.1 Formationen für die CO₂-Ablagerung

Tiefe saline Aquifere

Die Injektion von CO₂ in tiefe saline Aquifere wird im Allgemeinen als wichtigste Möglichkeit der CO₂-Lagerung betrachtet, da dort das größte Potenzial vermutet wird (May et al. 2005). Aquifere sind Grundwasserleiter, deren poröse Sedimentschichten mit Trinkwasser oder Sole gesättigt sind. Zur CO₂-Ablagerung werden nur saline Aquifere in Betracht gezogen, die salzhaltiges Grundwasser aufweisen. Die sehr langsame Fließbewegung des Grundwassers (im Bereich von wenigen cm pro Jahr) verhindert eine schnelle Migration des CO₂ innerhalb des Aquifers. Diese salinen Aquifere sind sehr verbreitet, in Deutschland vor allem in der norddeutschen Tiefebene und der Nordsee. Es wird allgemein davon ausgegangen, dass das injizierte CO₂ durch Lösung und Mineralisierung langfristig sicher im Untergrund verbleibt.

Erdöl- und Erdgaslagerstätten

Ausgeförderte Erdöl- oder Erdgaslagerstätten sind ideal, um CO₂ unterirdisch abzulagern. Das CO₂ wird unterhalb der Struktur injiziert, so dass es wegen des Dichteunterschiedes aufsteigt (ähnlich wie bei der Bildung von Erdöl und Erdgas) und sich unter der Decke ansammelt. Ausgeförderte Erdöl- oder Erdgasfelder haben über Jahrmillionen eine geeignete Abdeckung aufgewiesen, die für das Treibhausgas ebenfalls als dicht angenommen wird. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass CO₂ andere chemische Eigenschaften besitzt als Erdöl oder Erdgas, was zu Problemen führen könnte. Zu erwähnen ist vor allem die Bildung von Kohlensäure durch Lösung von CO₂ im Wasser, bei der ein saures und somit korrosives Milieu entsteht (Hunt 1995, Ennis-King und Paterson 2007, Kharaka et al. 2006).

Der Startschuss zur kommerziellen Anwendung von CCS könnte durch den Ausbau der sogenannten *tertiären Ölförderung* stattfinden, die bereits in den USA seit Jahrzehnten eingesetzt wird. Dort wird natürlich

vorkommendes CO_2 in Ölfelder injiziert, um die Ausbeutung zu steigern (Enhanced Oil Recovery, EOR). Es drückt teilweise das Öl aus der Lagerstätte, vermischt sich jedoch auch damit und reduziert die Viskosität des Öls, um eine leichtere Förderung zu gewährleisten. Das CO_2 muss nachträglich vom Öl abgeschieden werden. Näheres zu EOR und den damit verbundenen Umweltauswirkungen finden sich in Kapitel 7.8.

Eine ähnliche Technik ist die verstärkte Erdgasförderung mit Hilfe von CO_2 (Enhanced gas recovery, EGR), die bisher jedoch noch weit von einer kommerziellen Verfügbarkeit entfernt ist (Grünwald 2008).

Tiefe Kohleflöze

Als weitere Option wird die Einspeisung von CO_2 in tiefe, nicht wirtschaftlich auszubeutende Kohleflöze und ausgebeutete Kohlebergwerke diskutiert. Durch den Kontakt mit der Kohleoberfläche wird das Gas adsorbiert und damit gebunden. Dieser Effekt, der im Labormaßstab funktioniert, erst noch durch umfassende Experimente in natürlicher Umgebung nachgewiesen werden. Bisher kam es bei in-situ Tests zu schwerwiegenden Problemen. Die Ablagerungsoption in Kohlevorkommen ist deshalb wegen Sicherheitsproblemen und Fragen der Ablagerungseffizienz noch als nicht machbar einzustufen (Shi und Durucan 2005). Für Deutschland wird diese Option nicht in Betracht gezogen, da durch die Kohleförderung der Untergrund stark zerklüftet ist und eine kontrollierte Injektion unmöglich erscheint (May 2003).

7.2.2 Charakterisierung geeigneter Ablagerungsgesteine

Die Ablagerung von CO_2 ist an bestimmte Voraussetzungen an das Ablagerungsgestein gebunden. Das zentrale Kriterium ist eine *undurchlässige Deckschicht*, um ein Entweichen des injizierten Gases in Richtung Oberfläche zu unterbinden (siehe Abb. 7-1 am Beispiel eines Aquifers). Weiterhin sollte eine geeignete Injektivität gewährleistet sein, das heißt die gewünschten Mengen CO_2 , die eingespeist werden sollen, müssen durch ausreichende Gesteinsdurchlässigkeit in der gewünschten Zeit in den Untergrund gelangen können. Diese Durchlässigkeit wird als *Permeabilität* bezeichnet. Dagegen wird der Anteil von Porenraum am Gesamtvolumen eines Gesteins als Porosität definiert. Nur wenn die Poren in der Tiefe miteinander verbunden sind, kann sich das injizierte CO_2 dort ausbreiten und Platz für nachströmende Mengen liefern. Sind die Poren zu klein, muss ein extrem hoher Druck aufgebracht werden, um die Gesteinsstrukturen zu passieren.

Beide Parameter sollten in einem sinnvollen Verhältnis zueinander stehen, damit ein hoher Anteil des Porengesteins (auch ausgedrückt als „net-to-gross“ Verhältnis n/g), für die CO_2 -Einlagerung genutzt werden kann. Porosität und Permeabilität beeinflussen damit entscheidend die Injektionsrate, die angibt, wieviel CO_2 pro Zeiteinheit in den Untergrund eingelagert werden kann. Während die maximale Injektionsrate bei der Analyse des Ablagerungspotenzials zunächst keine Rolle spielt, könnte sie bei einem konkreten CO_2 -Ablagerungsvorhaben ein limitierender Faktor sein.

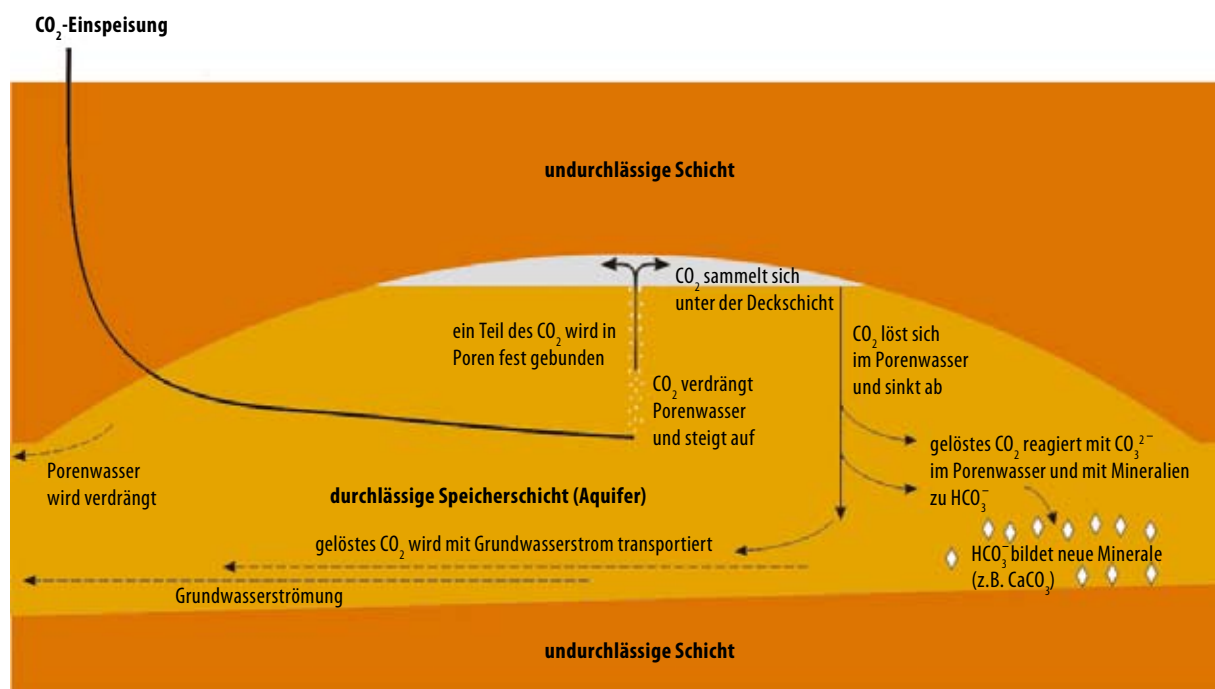


Abb. 7-1 Schematische Darstellung eines Aquifers mit durchlässigem Porengestein und abdichtenden Schichten nach unten und oben

Quelle: UBA 2008

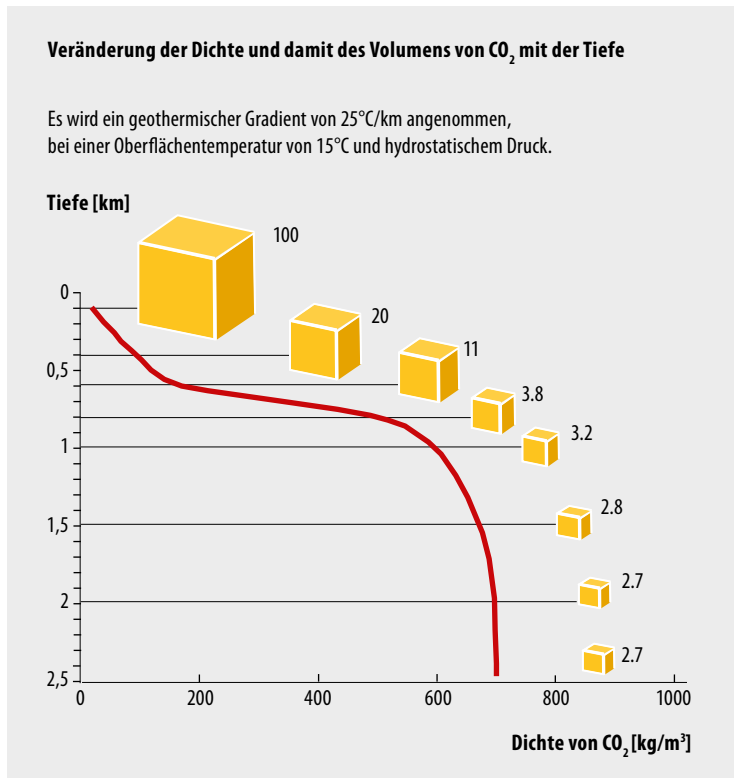


Abb. 7-2 Veränderung der Dichte und damit des Volumens von CO₂ mit der Tiefe
Quelle: nach IPCC 2005

Mit zunehmender Tiefe lagern immer mächtigere Sedimentdecken auf einer Formation, so dass Druck und Temperatur ansteigen. Unter durchschnittlichen Bedingungen beträgt der Druckanstieg (*Druckgradient*) 10 – 12 MPa/km (North 1985), der Temperaturanstieg (thermischer Gradient) 25 – 30° K/km. Druck und Temperatur bestimmen den Phasenzustand eines Stoffes. Dieser Phasenzustand steht in engem Zusammenhang mit der Dichte der Stoffe, da hohe Drücke Fluide komprimieren. Abb. 7-2 zeigt, wie sich das relative Volumen von CO₂ mit der Tiefe verringert (Reduktion des Quadvolumens auf bis zu 2,7 Prozent des ursprünglichen Wertes).

Die Dichte von CO₂ ist damit ein weiterer entscheidender Parameter für eine effektive Ablagerung. Es ist sinnvoll, CO₂ im superkritischen Zustand (600 – 700 kg/m³) in den Untergrund einzulagern, da im Verhältnis zum gasförmigen Zustand (2 kg/m³) eine Kompression um ein Vielfaches stattfindet (Bradshaw et al. 2005). Somit kann sehr viel mehr CO₂ pro Raumeinheit gelagert werden. Dieser Zustand wird ab einer kritischen Temperatur von 31,1°C und einem kritischen Druck von 7,4 MPa erreicht.

Wird der kritische Punkt überschritten, verschwindet die Phasengrenze zwischen Gas und Flüssigkeit. Diese Bedingungen findet man im Reservoir in einer Tiefe von 800 m. Da sich die Dichte ab dieser Tiefe nicht mehr so stark wie in den ersten 800 m verändert, wird sie auch als *minimale Ablagerungstiefe* angesehen.

Die *maximale Tiefe* wird dadurch bestimmt, dass mit zunehmendem Druck Porosität und Permeabilität immer weiter abnehmen. Ab einer Tiefe von 2.500 m sind diese Parameter so weit reduziert, dass eine CO₂-Einlagerung nur noch schwer möglich ist (Vangkilde-Pedersen et al. 2008). Der geeignete Ablagerungsraum sollte sich dementsprechend zwischen 800 und 2.500 m Tiefe befinden.

In Aquiferen ist der Untergrund in diesem Bereich wassergesättigt. Es herrscht ein sehr salzhaltiges Wasser vor, in dem sich unter durchschnittlichen Bedingungen über 300 g/l gelöste Stoffe befinden. Dieses Wasser muss verdrängt oder, wenn nicht ausreichender Raum zur Verfügung steht, komprimiert werden, um ausreichende Mengen von CO₂ lagern zu können. Kann auch der Druck nicht weiter gesteigert werden, muss das Wasser aus der Formation gefördert werden.

Zusammenfassend zeigt Tab. 7-1 maximale und minimale Werte der entscheidenden Parameter für die Auswahl von Ablagerungsstätten.

Tab. 7-1 Übersicht über charakteristische Eigenschaften geeigneter Ablagerungsgesteine (minimale, maximale und optimale Bedingungen)

Eigenschaft		Einheit	Minimum	Optimum	Maximum	Beispiel *
Permeabilität	Deckschicht	mD	so gering wie möglich		1 - 10	
	Reservoir	mD	200	> 300	> 1.000	100 - 700
Porosität	Deckschicht	%	-	< 10	10	
	Reservoir	%	10	20	30	18,7
Mächtigkeit	Deckschicht	m	20	> 100	unendlich	unendlich
	Reservoir	m	20 - 50	100	300	200
CO ₂ -Dichte		kg/m ³	500	700	750	650
Tiefe		m	800	1.200	2.500	200 - 3.000

* = Eigenschaften eines Buntsandstein Reservoirs (UK), durchschnittliche Werte nach (Bentham 2006)

Quelle: Höller 2009

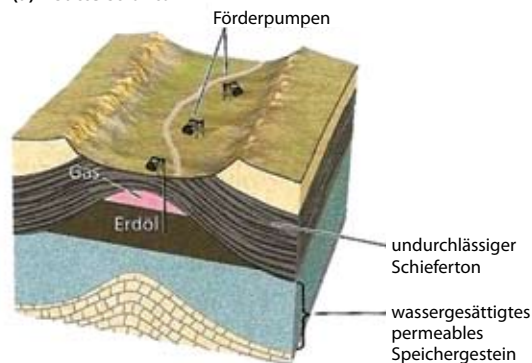
7.2.3 Offene und geschlossene Formationen

Betrachtet man die Art der Lagerstätten, so kann zwischen geschlossenen und offenen *Strukturen* sowie geschlossenen und offenen *Systemen* unterschieden werden. Im Folgenden werden zunächst geologische *Strukturen* beschrieben.

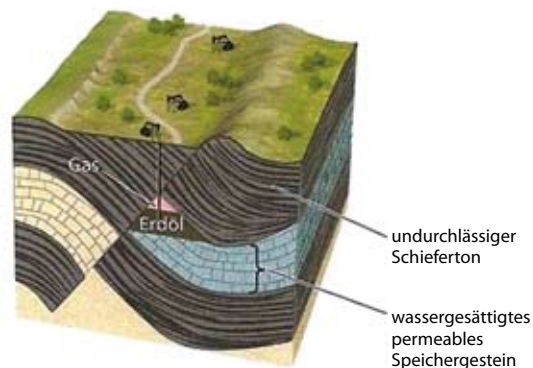
Abb. 7-3 zeigt die Unterschiede innerhalb von Strukturen anhand von Beispielen aus der Erdöl- und Erdgasgeologie.

Der bekannteste Typ einer *geschlossenen* Struktur, auch als *Falle* bezeichnet, ist eine antiklinale Sattelstruktur, die man sich wie einen unterirdischen Hügel vorstellen kann (Bild a). Neben diesen strukturellen Fallen sind weitere Lagerstätten in Verwerfungen (b) oder stratigraphischen Fallen (c) zu finden. In Bild d ist darüber hinaus die Ansammlung in Salzstöcken dargestellt. Da diese geschlossenen Strukturen Erdöl und Erdgas zurückgehalten haben, sind sie ebenfalls sehr gut geeignet, um dort CO₂ zu depo-

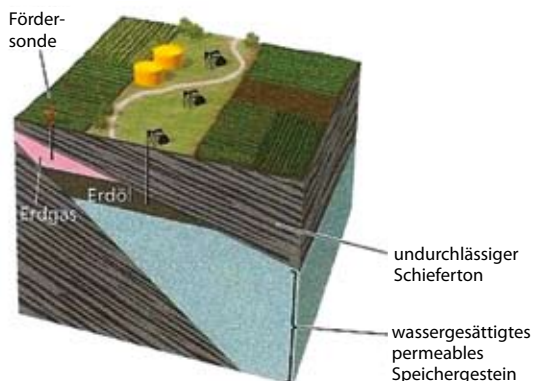
(a) Sattelstruktur



(b) Verwerfung



(c) stratigraphische Falle



(d) Salzstock

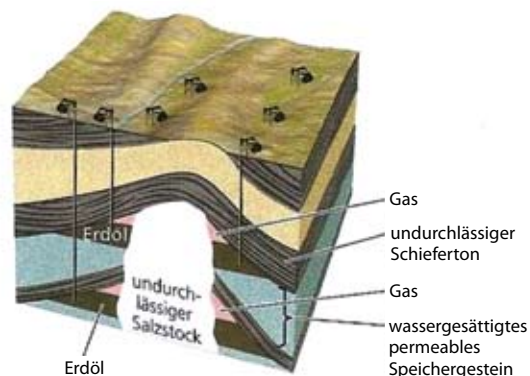


Abb. 7-3 Überblick über verschiedene geologische Strukturen, in denen Erdöl und Erdgas akkumuliert wurden

Quelle: Grotzinger und Jordan 2010

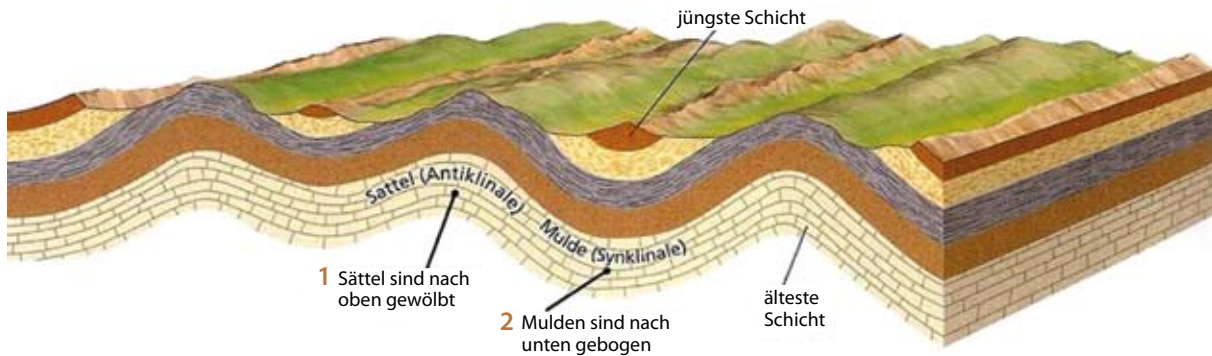


Abb. 7-4 Geologische Formationen zur Erklärung der Begriffe Antiklinale (Sattel) und Synklinale (Mulde)

Quelle: Grotzinger und Jordan 2010

nieren. Das CO₂ sammelt sich in diesem Fall als mobile Phase unter der Deckschicht an.

Im Gegensatz zur Antiklinalen gibt es auch nach unten gewölbte geschichtete Gesteine, sogenannte synklinale Strukturen. Diese auch als Mulde bezeichneten Formationen sind nach oben hin *offen*, so dass eine Einlagerung von CO₂ zu weiter Verteilung im Untergrund führen und eventuelle Sicherheitsrisiken fördern kann (Dose 2008). In Abb. 7-4 ist jeweils eine Mulden- und eine Sattelstruktur dargestellt.

Strukturen können sich in einem offenen oder geschlossenen System befinden (Abb. 7-5). In beiden Fällen folgt auf die Injektion eine Komprimierung und Verdrängung des Wassers. In einem *geschlossenen* System erhöht eine CO₂-Injektion den Druck im System, und durch Komprimierung wird Platz für das Gas geschaffen.

Existiert eine Verbindung zwischen der Struktur und einem großen angeschlossenen Aquifer, spricht man von einem *offenen* System (unten links in Abb. 7-5). In diesem

Fall überwiegt bei der Injektion der Verdrängungsprozess. Die Menge an Salzwasser, die ohne negative Folgen für Mensch und Umwelt aus der Formation verdrängt werden kann, bestimmt die Effizienz. Es kann dann nur soviel CO₂ injiziert werden, dass es nicht zu Katastrophen wie Versalzung von Trinkwasserreserven oder Austritt von Salzwasser an die Oberfläche kommt. Der oft diskutierte Begriff der Leckage bekommt somit eine neue Bedeutung, da es nicht mehr nur um CO₂ geht, welches aus dem Untergrund an die Atmosphäre gelangen könnte, sondern auch um stark salzhaltiges Tiefenwasser.

In der rechtlichen Definition von Kapitel 6.1.2.2 wird der Strukturbegriff als *Ablagerungsstätte* bezeichnet. Das gesamte System, in dem sich diese Stätte befindet, ist der *Ablagerungskomplex*.

Die Unterscheidung zwischen diesen Begriffen ist unter anderem relevant, wenn es um die mögliche Leckage von CO₂ geht. Das Umweltbundesamt (UBA 2009) sieht bereits das Entweichen von CO₂ aus der *Ablagerungsstätte* als Leckage, wohingegen die CCS-Richtlinie 2009/31/EG

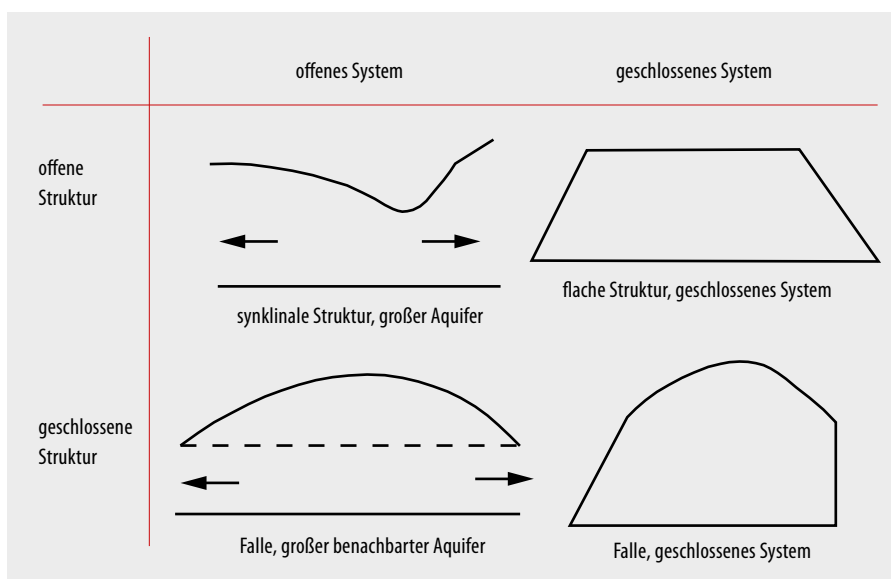


Abb. 7-5 Schematische Darstellung von Beispielen für offene und geschlossene Strukturen in offenen und geschlossenen Systemen
Quelle: Höller 2009

erst von Leakage spricht, wenn das injizierte Gas aus dem *Ablagerungskomplex* hinaus gelangt.

7.3 Ablagerungsmechanismen

Nach der Injektion in den Untergrund kann das CO₂ dort durch verschiedene Mechanismen festgehalten werden. Zuerst wird Porenwasser durch das Kohlenstoffdioxid verdrängt. CO₂ steigt in der Formation auf, da es eine geringere Dichte als das es umgebende Salzwasser aufweist. Dabei wird ein kleiner Teil kapillar in den Poren des Untergrunds eingelagert. Sobald eine Deckschicht erreicht ist, sammelt es sich dort in einer Struktur als mobile Phase an (vergleiche Abb. 7-1). Nach und nach wird CO₂ an der Grenzfläche zur Wasserschicht im Salzwasser gelöst, und es bildet sich Kohlensäure. Da das kohlen-säurehaltige Salzwasser schwerer ist als das CO₂-freie Salzwasser, sinkt es ab. Dadurch kann weiteres CO₂-freies Wasser nachströmen und wiederum CO₂ aufnehmen. Langfristig geht das gesamte mobile CO₂ in Lösung. Die mineralogische Fällung von Karbonaten tritt erst nach CO₂-Sättigung im Wasser ein, wenn ausreichend Kationen (zum Beispiel Calciumionen) verfügbar sind. Welchen Anteil die einzelnen Ablagerungsmechanismen an der langfristigen Bindung im Untergrund haben, ist noch nicht geklärt und wird durch verschiedene Forschungsvorhaben ermittelt (Bielinski et al. 2008, Zhou et al. 2008, Pruess 2009).

Reservoir-Simulationen modellieren beispielsweise das Verhalten des Gases im Untergrund. In Abb. 7-6 (Pruess 2009) endet die Injektion nach 25 Jahren. Zu diesem Zeitpunkt befindet sich das injizierte Gas weitgehend im superkritischen Zustand unter der Deckschicht oder kapillar in den Poren gebunden (*mobile Phase*, obere Kurve). Der *Lösungsanteil* (mittlere Kurve) steigt in den 25 Jahren der Einlagerung ebenfalls kontinuierlich an, trägt aber zum

Ende des Einlagerungsprozesses nur zu einem geringen Prozentsatz zur gesamten CO₂-Ablagerung bei. Der weitere Verlauf des Lösungsprozesses ist noch unklar – neben dem modellierten Verlauf (durchgezogene Linie) wäre auch ein Verlauf entsprechend der gestrichelten roten Linie denkbar. Die *mineralogische Fällung* macht sich erst im Laufe von Jahrtausenden bemerkbar, trägt dann jedoch verstärkt zur Langzeitsicherheit bei.

Die Ablagerungskapazität wird unter der Annahme berechnet, dass der Abscheideprozess im Kraftwerk, der Transport und die Einlagerung von CO₂ in den Untergrund kontinuierlich stattfinden, bis die Lagerstätte gefüllt ist. Durch die pausenlose Einleitung über einen verhältnismäßig kurzen (geologischen) Zeitraum werden nur die Mechanismen aktiv, die zu Beginn im Untergrund wirken. Deshalb beziehen die Kapazitätsabschätzungen in der Regel nur superkritisches CO₂ ein. Die erst nach Jahrzehnten in mengenmäßig relevantem Umfang einsetzende Lösung und mineralische Bindung beeinflussen die Abschätzung nicht. Sollte jedoch der Ablagerungsprozess über längere Zeit unterbrochen werden, so kann durch die Lösung von CO₂ im Salzwasser gegebenenfalls Platz für zusätzliche Injektion geschaffen werden.

7.4 Methoden der Kapazitätsabschätzung

Bei der Berechnung des Ablagerungspotenzials wird methodisch zwischen einem „top-down“- und einem „bottom-up“-Ansatz unterschieden. Beim „top-down“-Ansatz wird von einem Gesamtvolumen (zum Beispiel für ganz Deutschland) ausgegangen, das nach verschiedenen Kriterien eingeschränkt wird („volumetrisches Konzept“). Bei der „bottom-up“-Methode werden einzelne Strukturen betrachtet und deren Kapazitäten zu einem gesamten Ablagerungspotenzial aufaddiert. Während für Aquifere

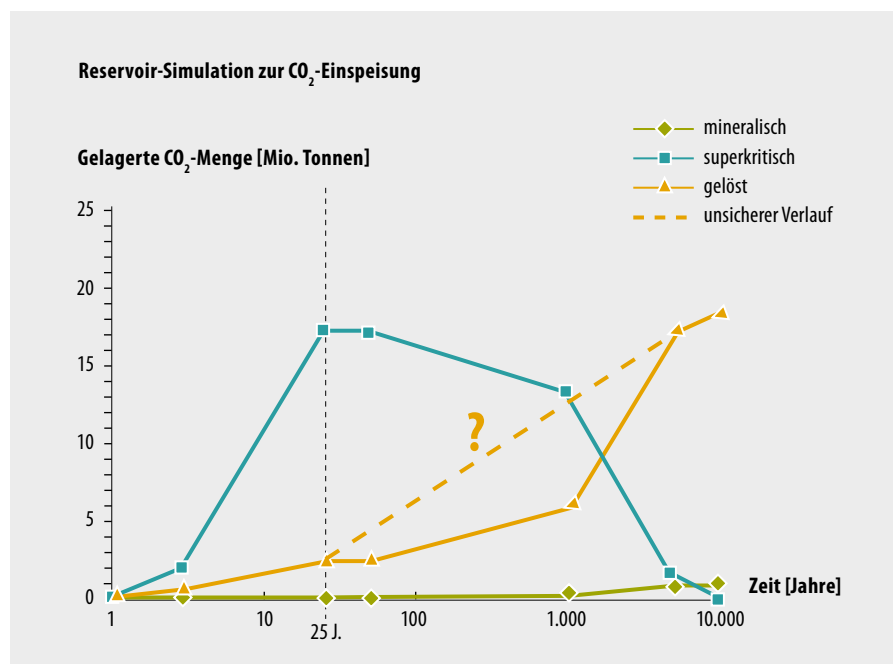


Abb. 7-6 Reservoir-Simulation zur CO₂-Einspeisung in einen salinen Aquifer mit Injektionsstopp nach 25 Jahren
Quelle: nach Pruess 2009

meist das volumetrische Konzept genutzt wird, werden Kohlenwasserstofffelder in der Regel mittels des „bottom-up“-Ansatzes betrachtet. Diese beiden Konzepte werden nun im folgenden detailliert besprochen.

7.4.1 Tiefe Saline Aquifere

Die gängigste Methode zur Kapazitätsabschätzung der tiefen salinen Aquifere beruht auf dem volumetrischen Konzept. Die Ablagerungskapazität berechnet sich hier nach Formel 7.1:

$$m_{\text{CO}_2, \text{theoretisch}} = V_b \cdot n/g \cdot \varphi \cdot \text{traps\%} \cdot \rho_{\text{CO}_2} \quad (7.1)$$

mit

m_{CO_2} = gravimetrische Ablagerungskapazität, theoretisch bzw. effektiv, [m_{CO_2}] = kg

V_b = Volumen der potenziellen Ablagerungsstätte, [V_b] = m³

φ = Porosität, [φ] = %

n/g = Anteil der, die eine entsprechende Porosität und Permeabilität aufweisen, um CO₂ aufnehmen zu können (net-to-gross Verhältnis), [n/g] = %

traps\% = Anteil von Fallen am Gesamtvolumen, [traps\%] = %

ρ_{CO_2} = Dichte des CO₂, [ρ_{CO_2}] = kg/m³

Dabei wird zunächst das Volumen (m³) über die durchschnittlich zur Verfügung stehende unterirdische Fläche (m²) und die Mächtigkeit der Aquifere (m) berechnet. Dieses wird dann mittels des net-to-gross Verhältnisses auf denjenigen Teil des Volumens eingeschränkt, der CO₂ aufnehmen könnte. Aus Gründen der Akzeptanz und des einfacheren Monitorings sollte die CO₂-Ablagerung nur in geschlossenen Strukturen stattfinden. Dies wird durch die meisten Studien belegt und wird durch die Berücksichtigung von traps\% erreicht. Durch die Berücksichtigung

der Dichte ρ_{CO_2} von CO₂ erhält man die gravimetrische theoretische Ablagerungskapazität $m_{\text{CO}_2, \text{theoretisch}}$.

Die nach Gleichung 7.1 ermittelte theoretische Ablagerungskapazität berechnet das Porenvolumen eines Ablagerungsgesteins. Es ist jedoch unmöglich, dieses gesamte Volumen mit CO₂ zu füllen, da die Poren wassergesättigt sind. Daher wird ein Effizienzfaktor E benötigt, der die mögliche Wasserverdrängung und Kompressibilität berücksichtigt. Dessen Anwendung ergibt die effektive CO₂-Ablagerungskapazität (= volumetrische Kapazität bei May 2009):

$$m_{\text{CO}_2, \text{effektiv}} = m_{\text{CO}_2, \text{theoretisch}} \cdot E \quad (7.2)$$

mit

E = Effizienzfaktor, [E] = %

Zur Einordnung der unterschiedlichen Kapazitätsbegriffe wurde vom Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLF) die „*techno-ökonomische Ressourcen-Reserven Pyramide für CO₂-Ablagerungskapazität*“ vorgeschlagen (Bachu et al. 2007). Eine modifizierte Version wird in Abb. 7-7 gezeigt. Um von der theoretischen Kapazität zur effektiven Kapazität zu gelangen, wird der Faktor E angewendet, was einem Schritt nach oben auf der Pyramide gleicht. Dieser Faktor E ist die größte Unbekannte in den meisten Veröffentlichungen und variiert äußerst stark (40 Prozent bei May et al. 2005, 5 – 40 Prozent bei Christensen 2009, 1 – 4 Prozent bei Frailey 2008, 0,01 – 1 Prozent bei Ehlig-Economides und Economides 2010). Eine umfassende Zusammenstellung von Effizienzfaktoren unterschiedlicher Studien ist in (Höller 2009) aufgeführt. Der Effizienzfaktor wird jedoch nicht immer auf das gleiche Volumen bezogen, sondern hängt davon ab, ob nur die Fallen oder der gesamte Aquifer als betroffenes Porenvolumen ausgewählt werden. Bezieht sich der Faktor auf den *gesamten* Aquifer, muss in Formel 7.1 der Wert traps\% weggelassen werden.

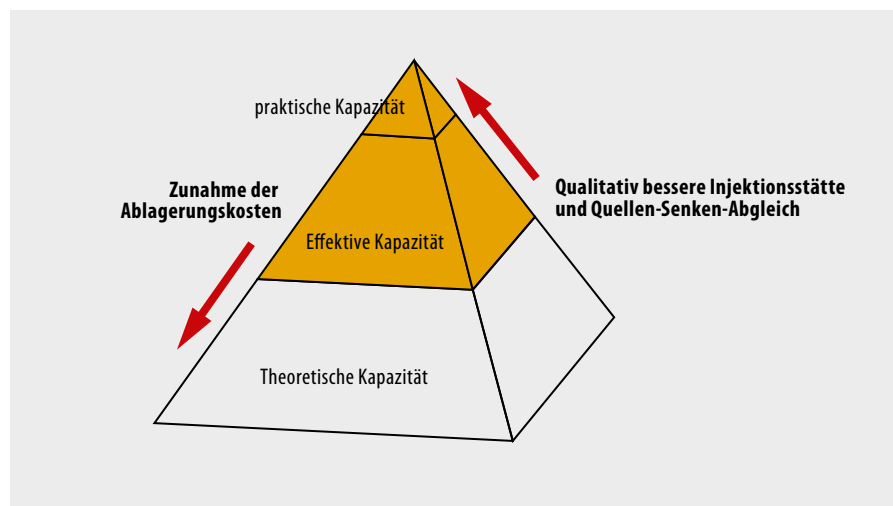


Abb. 7-7 Pyramide zum Zusammenhang der Ablagerungskapazitäten
Quelle: verändert nach Vangkilde-Pedersen et al. 2008

Während der Effizienzfaktor in den meisten Fällen nur pauschal angenommen wird, zeigen die folgenden beiden Beispiele eine nähere Aufschlüsselung. Beide Varianten beziehen den Faktor auf das Volumen des *gesamten* Aquifers bzw. des betroffenen Porenraums im Aquifer.

- Für *offene Systeme* liefert das Department of Energy der USA (USDoE) eine anschauliche Herleitung des Effizienzfaktors, indem E wie in Gleichung 7.3 gezeigt auf verschiedene Teilfaktoren aufgeteilt wird (Frailey 2008). Durch die Multiplikation dieser Teilfaktoren ergibt sich eine Ablagerungseffizienz von 1 – 4 Prozent. Es wird dabei das net-to-gross Verhältnis (n/g), die volumetrische Effizienz (E_v) und die Verdrängungseffizienz (E_d) berücksichtigt (Höller 2009, vereinfacht nach Frailey 2008):

$$E = n/g \cdot E_v \cdot E_d \quad (7.3)$$

- Van der Meer und Yavuz (2009) gehen hingegen davon aus, dass jedes System als endlich, das heißt *geschlossen*, angesehen werden muss und die Verdrängung von Salzwasser aus dem Aquifersystem nicht möglich ist. Das injizierte CO_2 verdrängt Wasser nur innerhalb des Systems, also von der Fallenstruktur in den angrenzenden Aquifer, jedoch nicht darüber hinaus. Gleichzeitig wird jedoch der Reservoirdruck des gesamten Systems erhöht. Das durch diese Druckausbreitung betroffene Gebiet wird als „total affected space“ bezeichnet. Was mit dem potenziell verdrängten Wasser geschieht, wird häufig in der Argumentation ausgespart, da es an anderer Stelle im Untergrund ebenso Platz benötigen würde oder im schlimmsten Fall die Erdoberfläche erreichen kann. Die Autoren rechnen deshalb mit einem Effizienzfaktor, der auf der Kompressibilität vom Formationswasser (c_w) und der Poren bzw. des Gesteins (c_p) beruht sowie einen maximal möglichen Druckanstieg in der gesamten Formation (Δ_p) berücksichtigt (vergleiche auch Thibeau 2009):

$$E = (c_p + c_w) \cdot \Delta_p \quad (7.4)$$

Dieser Faktor wird auf das gesamte betroffene System angewendet. In der Fallenstruktur, in die die Injektion stattfindet, könnte dagegen ein erheblich höherer Anteil des Wassers verdrängt werden, solange der Gesamtdruck nicht das Maximum übersteigt. Die Stabilität der begrenzenden Deckschichten sollte immer gewährleistet werden, da sonst ein Sicherheitsrisiko entsteht.

Es wird deutlich, dass die oben beschriebene Unterscheidung zwischen *offenen* und *geschlossenen* Systemen (Abb. 7-5) über die Berechnung des Effizienzfaktors entscheidet. Je mehr weitere einschränkende Faktoren berücksichtigt werden, desto geringer wird das Potenzial zur CO_2 -Einspeisung. Der Schritt von der *effektiven* hin zur *praktischen Kapazität* wird durch ökonomische und regulatorische bzw. gesetzliche Barrieren begleitet. Es müssen auch geotechnische Faktoren berücksichtigt werden, die durch die Qualität der Abdeckung, gegenseitige Beeinflussung unterschiedlicher Ablagerungsstätten und Injektivität pro Zeiteinheit das Potenzial möglicherweise weiter reduzieren. Nutzungskonkurrenz und gesellschaftliche Akzeptanz spielen ebenfalls eine ausschlaggebende

Rolle (SRU 2009a). Sollte es keine Akzeptanz für die CO_2 -Injektion an einem Ablagerungsort geben, so ist die praktische Kapazität dort gleich null.

7.4.2 Ausgeförderte Erdöl- und Erdgaslagerstätten

Die Ablagerungskapazität für CO_2 in ausgeförderten Erdöl- und Erdgasfallen wird über die Volumina an geförderten Kohlenwasserstoffen berechnet. Das Volumen kann aus den ursprünglich vorhandenen Reserven und einem Förderfaktor oder über das kumulierte Förder-volumen $V_{\text{gas}}(\text{STP})$ berechnet werden. Sollte ein Feld noch nicht vollkommen ausgebeutet sein, so binden viele Autoren zusätzlich einen Anteil der noch vorhandenen Reserven in die Berechnung ein, da dieser Platz nach Förderende ebenfalls als CO_2 -Ablagerungsstätte genutzt werden könnte (Hoth et al. 2007). Damit wird die Berechnung mit einem größeren Volumen vorgenommen, und es ergibt sich dementsprechend ein höheres CO_2 -Ablagerungspotenzial.

Zur Beurteilung dieser Ablagerungsstätte wird ein weiterer Faktor benötigt, um der Dichteveränderung des Erdöls bzw. des Erdgases zwischen Reservoirbedingungen und der Erdoberfläche Rechnung zu tragen. Dieser wird *Gasexpansionsfaktor* (B_g) im Falle des Erdgases und *Formationsvolumenfaktor* (FVF) im Falle von Erdöl genannt. Mit der Dichte von CO_2 (ρ_{CO_2}) ergibt sich daraus die Berechnung gemäß Formel 7.5 für die theoretische Ablagerungsmenge von CO_2 in Erdgasfeldern (Erdölberechnungen verlaufen analog, würden in Deutschland jedoch mengenmäßig kaum zur CO_2 -Ablagerung beitragen):

$$m_{\text{CO}_2} = V_{\text{gas}}(\text{STP}) \cdot \rho_{\text{CO}_2} \cdot B_g \quad (7.5)$$

mit

m_{CO_2} = gravimetrische theoret. Ablagerungskapazität in Erdgasfeldern, [m_{CO_2}] = kg

$V_{\text{gas}}(\text{STP})$ = Volumen des geförderten Erdgases an der Erdoberfläche unter Standardbedingungen
($p = 1000 \text{ hPa}$, $T = 15^\circ \text{ C}$),
[$V_{\text{gas}}(\text{STP})$] = m^3

ρ_{CO_2} = Dichte des CO_2 , [ρ_{CO_2}] = kg/m^3

B_g = Gasexpansionsfaktor, [B_g] = 1

Die meisten Autoren machen keinen Unterschied zwischen dieser berechneten theoretischen und der effektiven Ablagerungskapazität, die auf einem Effizienzfaktor beruht. Im erweiterten Konzept innerhalb des GeoCapacity Berichts (Vangkilde-Pedersen et al. 2009a) wird zumindest das injizierte Gas bzw. das injizierte Wasser vom Volumen subtrahiert, das zur zusätzlichen Produktion eingeführt wurde.

Das CSLF hat 2007 einen Effizienzfaktor für Erdgasfelder definiert (Bachu et al. 2007). Der Effizienzfaktor E setzt sich hier aus der Mobilität und dem Auftrieb des CO_2 im Untergrund, der Heterogenität der geologischen Struktu-

ren, der Wassersättigung und der Mächtigkeit der Formation zusammen. Er beinhaltet somit die oft beobachtete Wassermigration in eine ausgeförderte Lagerstätte, die einen Anschluss an das Grundwasser hat. Berücksichtigt werden sollte auch die Reduktion des Porenraums durch Setzungen, die durch die Förderung induziert werden.

Holloway et al. (2006) sprechen von realistischen Effizienzfaktoren zwischen 65 und 90 Prozent. Hendriks et al. (2004) setzen einen Wert von 75 Prozent an, was die Ablagerungskapazität um ein Viertel reduzieren würde. Diese Vorgehensweise unterstützt eine neue Studie des IEA Greenhouse Gas R&D Programmes (IEA GHG 2009a). Dadurch werden früher abgeschätzte weltweite Ablagerungspotenziale nach unten korrigiert. Die Kapazitäten werden zudem weiter hinabgesetzt, indem onshore eine Mindestkapazität pro Lagerstätte von 50 Mio. t CO₂, offshore von 100 Mio. t CO₂ als notwendig angesehen wird. Auch das schottische Carbon Capture and Storage Centre nimmt eine Mindestgröße von 50 Mio. t CO₂ an, bezieht sich hier jedoch nur auf Felder in der Nordsee (SCCS 2009b).

7.5 CO₂-Ablagerungskapazität für Deutschland

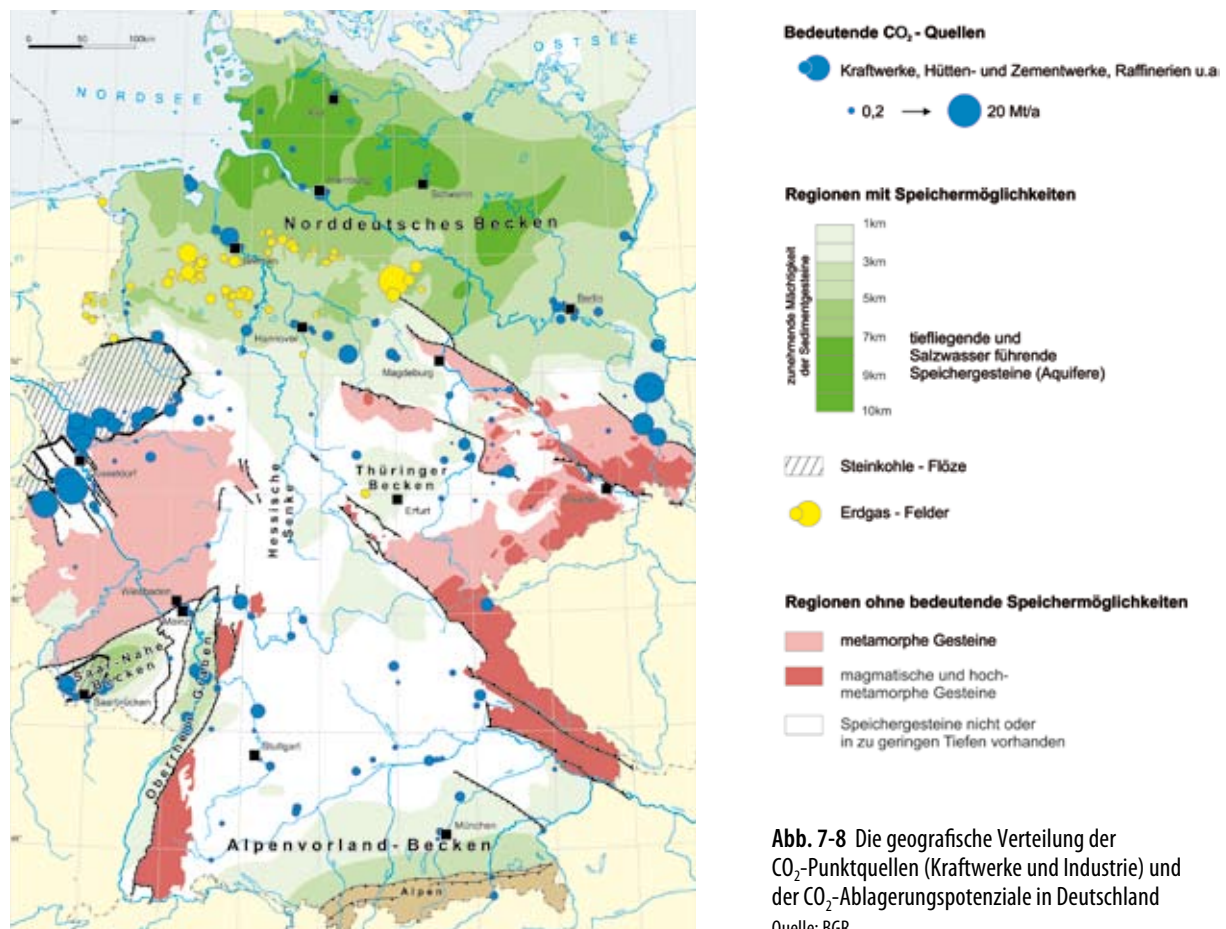
Die Gesamtkapazität der geologischen Ablagerung von CO₂ errechnet sich aus den Kapazitätsabschätzungen für die einzelnen Formationstypen. Für Deutschland sind

dies zum einen saline Aquifere unter der Landmasse, entsprechende Formationen im offshore Bereich (das heißt unter der Nordsee innerhalb des deutschen Hoheitsgebietes) sowie ausgeförderte Erdöl- und Erdgaslagerstätten. Diese Formationstypen werden nun einzeln besprochen, und es wird ihr Potenzial zur CO₂-Einlagerung ermittelt und mit anderen Abschätzungen verglichen.

7.5.1 Geologische Situation in Deutschland

In Deutschland befinden sich potenzielle Ablagerungsstrukturen vor allem im Norddeutschen Becken und in der Nordsee (siehe Abb. 7-8). Dort gibt es eine beträchtliche Menge an ausgeförderten Erdgasfeldern, die einen schnellen Einstieg in die CO₂-Ablagerung möglich machen könnten, da relevante geologische Daten vorliegen. Da dieser Ablagerungsraum begrenzt ist, muss auch auf saline Aquifere zurückgegriffen werden, falls die CCS Technologie großmaßstäblich angewendet werden sollte.

Diese Strukturen sind ebenfalls im norddeutschen Becken aufzufinden. Insbesondere die Nordsee mit ihren enormen Sedimentverfüllungen (vor allem Buntsandstein), die sich über Jahrmillionen aus den zufließenden Flüssen angehäuft haben, kann als potenzieller Ablagerungsraum dienen. Der deutsche Anteil ist dabei aber eher gering im Vergleich zu den Möglichkeiten, die sich im norwegischen oder britischen Teil des Meeres ergeben. Auch die



Tab. 7-2 Abgeschätzte Werte verschiedener Autoren für die Ablagerungskapazitätsermittlung in salinen Aquiferen für Deutschland (onshore)

Autor	E	ρ	ϕ	Fallenanteil	n/g
	%	kg/m ³	%	%	%
JOULE II (van der Straaten et al. 1996)	4	700	20,5	3	–
Turkovic (2002)	20	600 - 635	10 - 20	5	5 - 100
May et al. (2005)	40	700	20	2 - 8	–
Dose (2008)	0,1 - 0,65 *)	+	20	3 - 5	–
Meyer et al. (2008)	6 - 40	600	20	+	–
GeoCapacity (Vangkilde-Pedersen 2009a) „erste Abschätzung“	20	700	+	+	25
GeoCapacity (Vangkilde-Pedersen 2009a) „konservative Abschätzung“	5 - 20	550 - 700	+	+	25
Eigene Abschätzung	0,1 *)	600	20	–	100
Eigene Abschätzung, Varianten	0,045 / 1 *)	600	20	–	100

n/g = net-to-gross Verhältnis; – = nicht berücksichtigt; + = berücksichtigt, aber kein Wert angegeben
*) Bezogen auf das Gesamtvolumen

Quelle: Höller 2009, erweitert

Akzeptanzfrage ist offshore leichter zu beantworten als auf dem bevölkerten Land, wo sich europaweit schon mehrere Bürgerinitiativen gegen die Erkundung des Untergrundes und potenzielle CO₂-Endlagerung zur Wehr setzen.

In geringerem Maße bieten Molasse des nördlichen Vor-alpenraums und Oberrheingraben nutzbare Sedimentstrukturen. Dort sind jedoch aufgrund von seismischer Aktivität die Gefahren einer Nutzung als CO₂-Ablagerungsstätte nicht abzuschätzen und sollten deshalb nicht in die Berechnung einbezogen werden.

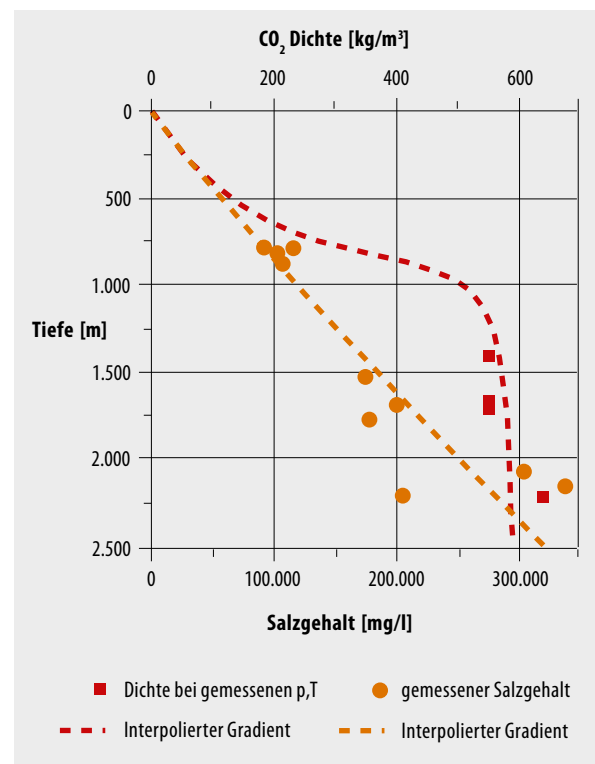
7.5.2 Abschätzung der CO₂-Ablagerungskapazität in salinen Aquiferen unter deutschem Festland

Die Gleichungen 7.1, 7.2 und 7.5 aus Kapitel 7.4 müssen mit Werten gefüllt werden, um eine CO₂-Ablagerungskapazität für Deutschland abschätzen zu können. Tab. 7-2 gibt zunächst eine Übersicht über Werte, die in verschiedenen Publikationen zur Kapazitätsabschätzung saliner Aquifere (onshore) verwendet wurden. Dies sind der Effizienzfaktor E , die Dichte des CO₂ ρ_{CO_2} , die Porosität ϕ , der Fallenanteil $traps\%$ und das net-to-gross Verhältnis n/g .

Diesen Annahmen wird eine eigene Abschätzung gegenüber gestellt, die einen konservativen Ansatz darstellt und dabei versucht, vorsichtige Werte auszuwählen. Die verwendeten Faktoren werden nun im Einzelnen kurz diskutiert:

- Die Porosität ϕ ist bei den meisten Abschätzungen pauschal mit 20 Prozent angegeben, so dass dieser Wert auch in der eigenen Abschätzung übernommen wird.
- Der Fallenanteil ($traps\%$) bewegt sich nach den Quellen zwischen 3 und 5 Prozent. Die eigene Berechnung basiert

auf der Methode von (van der Meer und Egberts 2008), die den Effizienzfaktor auf das *gesamte* Porenvolumen bezieht, das vom Druckanstieg durch Injektion in die Fallenstruktur betroffen ist („total affected space“), so dass kein Fallenanteil für die Berechnung erforderlich ist.

**Abb. 7-9** Veränderung der CO₂ Dichte und der Wassersalinität mit der Tiefe

Quelle: Meyer et al. 2008

- Die Angaben für das *net-to-gross Verhältnis* n/g sind häufig nicht eindeutig, und es ist schwierig festzustellen, ob dieser Faktor wirklich in die Kapazitätsberechnung eingeht. In der eigenen Abschätzung ist dieser Faktor deshalb nicht berücksichtigt worden (der gesetzte Wert von 100 Prozent führt zu keiner Einflussnahme auf das Endergebnis).
- Die in der eigenen Abschätzung gewählte *Dichte* ρ von CO₂ liegt bei 600 kg/m³ und ist damit im unteren Bereich der aufgeführten Werte angesiedelt. Die Wahl dieses Wertes geht auf (Gerling 2008) zurück, der die Dichte von purem CO₂ zwischen 600 und 650 kg/m³ angibt. Würden Verunreinigungen einbezogen, so würde sich dieser Wert zusätzlich reduzieren. Der gewählte Wert wird durch die Dichteentwicklung aus der Schweinrich-Struktur argumentativ unterlegt (siehe Abb. 7-9).
- Von allen Parametern kommt dem *Effizienzfaktor* die größte Bedeutung zu. Tab. 7-2 zeigt eine Spannbreite von 0,1 bis 40 Prozent und damit eine Schwankung um den Faktor 400. Die verschiedenen Werte hängen sowohl davon ab, ob geschlossene oder offene Systeme betrachtet werden, als auch von dem Volumen, auf das sich die Abschätzung bezieht.

Für die eigene, konservative Abschätzung erscheint es gerechtfertigt, für CO₂-Injektionen nur geschlossene Formationen anzunehmen. Es wird daher der Definition von (van der Meer und Egberts 2008) gefolgt, die alle Systeme als endlich bezeichnen. Für die Berechnung des Effizienzfaktors E sind demnach der maximale Druckanstieg und die Kompressibilität von Gestein (c_p) und Wasser (c_w) verantwortlich (siehe Formel 7.4). Der Effizienzfaktor wird auf das Porenvolumen des Gesamtsystems angewendet.

Unter dem Blickwinkel der Lagerstätten-Sicherheit halten (van der Meer und Egberts 2008) einen Wert von 1 MPa für den Druckanstieg als angemessen für Nordeuropa. (Dose 2008) rechnet in ähnlicher Weise ein Szenario mit 1,3 MPa. Für die konservative Abschätzung wird daher der Wert 1 MPa übernommen. Die Gesamtkompressibilität c ($= c_p + c_w$) wird von mehreren Autoren mit $1 \cdot 10^{-3}/\text{MPa}$ als realistisch angesehen (unter anderem Dose 2008; Thibeau 2009). *Mittels der Formel 7.4 errechnet sich hieraus ein Effizienzfaktor von 0,1 Prozent.*

Die betrachteten Faktoren müssen je nach geologischen Eigenschaften für jede Struktur einzeln gemessen und berechnet werden. Für die hier durchgeführte vorsichtige Abschätzung kann dagegen nur ein Mittelwert bzw. eine Schwankungsbreite gewählt werden. Dies wird durch zwei Sensitivitätsanalysen angedeutet:

- Für die *Sensitivitätsanalyse 1* wird der maximale Druckanstieg bei 1 MPa belassen, und es wird ein niedrigerer Wert für die Gesamtkompressibilität c angenommen. Diese variiert in der Literatur von $0,45 \cdot 10^{-3}/\text{MPa}$ (van der Meer 2009) über $0,8 \cdot 10^{-3}/\text{MPa}$ (Zhou et al. 2008) bis $1 \cdot 10^{-3}/\text{MPa}$ (Holloway et al. 2009). Um eine Spannbreite der möglichen Kapazitäten darzustellen, wird der niedrigste Wert $0,45 \cdot 10^{-3}/\text{MPa}$ gewählt. *Diese Sensitivitätsanalyse führt zu einem Effizienzfaktor von 0,045 Prozent.*

- In der *Sensitivitätsanalyse 2* wird dagegen der maximale Druckanstieg variiert. Dabei wird auf weitere Veröffentlichungen zurückgegriffen, die einen Druckanstieg im gesamten System von 6 MPa (Zhou et al. 2008), 8 MPa (Thibeau 2009) oder 10 MPa (Holloway et al. 2009) für möglich halten. Für diese Sensitivitätsanalyse werden 10 MPa berücksichtigt. Die Gesamtkompressibilität verbleibt bei $1 \cdot 10^{-3}/\text{MPa}$. *Mit diesen Werten ergibt sich ein Effizienzfaktor von 1 Prozent.*

Insgesamt ergibt sich damit für den Effizienzfaktor eine Spanne von 0,045 – 1 Prozent mit Basiswert 0,1 Prozent.

Diese Spanne wird auch durch andere Studien bestätigt: Eine aktuelle IEA GHG-Studie über Speicherkoeffizienten berechnet beispielhaft einen Effizienzfaktor für geschlossene Systeme von 0,59 Prozent, bezogen auf das Gesamtvolumen (IEA GHG 2009). Auch (Ehlig-Economides und Economides 2010) bestätigen, dass nicht mehr als 1 Prozent des Porenvolumens zur Ablagerung benutzt werden kann, eher bis zu 100 mal weniger. Dies würde zu Effizienzfaktoren von 0,01 – 1 Prozent führen.

Es sei darauf hingewiesen, dass die Annahme geschlossener Systeme nicht bedeutet, dass alle Systeme in der Natur auch geschlossen sind. Es gibt sowohl Studien, die von überwiegend offenen Systemen ausgehen als auch Studien, die alle Systeme als geschlossen annehmen. Unter der gegebenen Zielsetzung dieser Studie ist diese Annahme als ein Szenario zu verstehen, das eine untere Grenze abbildet und davon ausgeht, dass Salzwasser aus Sicherheitsgründen nicht verdrängt werden sollte.

Werden nun die ausgewählten Werte der eigenen Abschätzung in die Formeln 7.1 bzw. 7.2 eingesetzt, so erhält man eine CO₂-Ablagerungskapazität für Aquifere (an Land) von 0,84 Mrd. t.

Dabei wird eine aus (May et al. 2005) abgeleitete Aquiferfläche von 140.000 km² und eine mittlere Aquifermächtigkeit von 50 m gewählt.

Verwendet man die beiden Varianten des Effizienzfaktors (0,045 bzw. 1 Prozent), ergeben sich Ablagerungskapazitäten für Aquifere (an Land) von 0,378 respektive 8,4 Mrd. t CO₂.

Da diese Kapazitätsabschätzung auf dem volumetrischen Ansatz beruht und somit keine Einzelstrukturen betrachtet werden, kann keine Anforderung an eine Mindestgröße einer Einzelstrukturen berücksichtigt werden. Der eigenen Abschätzung von 0,84 Mrd. t (0,378 – 8,4 Mrd. t) stehen Ergebnisse anderer Autoren in Höhe von 0,47 – 42 Mrd. t gegenüber (siehe Tab. 7-4). Die große Variation der Werte ergibt sich insbesondere durch die sehr unterschiedlichen Annahmen für den Effizienzfaktor.

7.5.3 Abschätzung der CO₂-Ablagerungskapazität in salinen Aquiferen der deutschen Nordsee

Abschätzungen der Ablagerungskapazität für CO₂ in Aquiferen der deutschen Nordsee sind erst seit kurzem bekannt. Die erste Schätzung wurde von (May 2009) vorgestellt und ergab Werte zwischen 4 und 10 Mrd. t. Die zugrunde liegende Berechnung ist jedoch nicht veröffentlicht. Genauer geht der GeoCapacity Abschlussbericht auf diese Formationen ein, der in einer konservativen Abschätzung mithilfe des „bottom-up“-Ansatzes ein Ablagerungspotenzial von 2,9 Mrd. t ermittelt hat (Vangkilde-Pedersen et al. 2009b). In die Abschätzung einbezogen wurden nur Ablagerungsstätten mit einem Füllungsvermögen von mehr als 100 Mio. t CO₂. Diese explizit konservative Abschätzung scheint plausibel, da standortspezifische Analysen vorgenommen wurden, die jedoch im Detail nicht vorliegen.

Es wird deshalb hier darauf verzichtet, eine eigene Abschätzung durchzuführen – stattdessen wird der Basiswert von 2,9 Mrd. t CO₂ mit der Schwankungsbreite von 1,88 – 4,50 Mrd. t CO₂ übernommen (Tab. 7-4).

Die offshore Ablagerung hat jedoch große Unterschiede zur Ablagerung an Land, wie (Schrug 2009) beschreibt. Das Porenwasser in Aquiferen unter dem Ozean ist dem Meerwasser ähnlich, so dass ein Austreten von Wasser ins Meer nicht zu Kontamination von Trinkwasser oder oberflächennaher Landvegetation führen, geschweige denn lokale Bevölkerung bedrohen würde. Dadurch dürfte die Ablagerung unter dem Meeresboden geringere Akzeptanzprobleme verursachen. (Schrug 2009) geht jedoch davon aus, dass für die Injektion von CO₂ erst Porenwasser gefördert werden müsste, so dass der Druckanstieg kontrollierbar bliebe. Damit könne das Potenzial zur CO₂-Ablagerung stark erhöht werden. Ob diese Entlassung von Sole ins Meer wirklich unbedenklich ist, wie (Schrug 2009) behauptet, sollte durch ausführlichere Umweltanalysen begutachtet werden. Dabei müssten auch lokale Strömungsbedingungen und die unterschiedlichen Salzgehalte in Aquifer- und Meerwasser berücksichtigt werden.

7.5.4 Abschätzung der CO₂-Ablagerungskapazität in ausgeförderten Erdöl- und Erdgaslagerstätten

Die Berechnung der CO₂-Ablagerungskapazität in *Erdgasfeldern* erfolgt über die bisher schon erfolgte kumulierte Förderung des Erdgases. Da nicht alle Erdgasfelder in Deutschland ausgefördert sind, wird die Erdgasmenge in den Reserven ebenfalls zur Berechnung hinzugezogen. Dies erhöht das potenzielle Ablagerungsvolumen beträchtlich. Auf beide Berechnungsgrundlagen wird im Folgenden näher eingegangen.

Der Unterschied zwischen den verschiedenen Kapazitätsabschätzungen ist für Erdgasfelder am geringsten, da alle Berechnungen von der *kumulierten Fördermenge* an Erdgas ausgehen (in Tab. 7-3 mit * gekennzeichnet). Für einen Unterschied sorgt jedoch die Festlegung auf die minimale Lagergröße. Dabei wird zwischen 5 und 10 Mio. t unterschieden, das heißt, dass ein Erdgasfeld mindestens Platz für 5 respektive 10 Mio. t an CO₂ bieten muss, um als Ablagerungsstätte in Frage zu kommen. Für zu kleine Felder würde sich der Aufbau der Infrastruktur nicht rentieren. Allerdings ist aus Tab. 7-3 ersichtlich, dass diese Festlegung kaum einen Unterschied zwischen den Abschätzungen macht. So berechnet JOULE II sehr ähnliche Werte für Erdgasfelder größer 10 Mio. t, wie in GESTCO für Felder größer 5 Mio. t erzielt werden. Das trifft für einen Vergleich zwischen BGR (Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe) und GeoCapacity ebenfalls zu. Bei den vielen unsicheren Annahmen kann also dieser Unterschied vernachlässigt werden. Es sollte hingegen untersucht werden, welche Auswirkung die von (IEA GHG 2009a und SCCS 2009b) definierten Obergrenzen von 50 bzw. 100 Mio. t Mindestkapazität für Lagerstätten hätten, da sie die Potenziale erheblich einschränken dürften.

Ein wichtiger Aspekt ist die Berücksichtigung des *Reserventeils* in den Lagerstätten. Dies ist der Teil des Erdgases, der noch in den Gasfeldern vorhanden ist und nach heutigem Wissensstand vor einer potenziellen CO₂-Einspeisung gefördert werden kann. In Tab. 7-3 ist dies durch das „+“ gekennzeichnet. Dabei wird der Anteil von möglichen CO₂-Lagern am gesamten Volumen, der für

Tab. 7-3 CO₂-Ablagerungskapazitäten für Deutschland in Erdgasfeldern

	JOULE II	GESTCO	BGR	GeoCapacity	Eigene Abschätzung	
	1996	2004	2005	2009	Basiswert	Variante
Gasfeldgröße	> 10 Mt	> 5 Mt	> 10 Mt	> 5 Mt	> 10 Mt	> 10 Mt
(*)	1,78	1,77	2,13	2,18	1,34 ^a	1,61 ^b
(+)	2,34	2,23	2,75	2,81	1,62 ^a	1,94 ^b
Werte in Gt CO ₂ , wenn nicht anders angegeben.						
* = beruhend auf der kumulierten, bisherigen Fördermenge von Erdgas						
+ = zusätzlicher Anteil der Reserven						
^a = Effizienzfaktor 75%						
^b = Effizienzfaktor 90%						

Quelle: eigene Darstellung

Tab. 7-4 CO₂-Ablagerungskapazitäten für Deutschland in verschiedenen Formationen

	JOULE II	GESTCO	BGR	GeoCapacity	Eigene Abschätzung	
Formation	1996	2004	2005	2009	Basiswert	Varianten
Saline Aquifere onshore	0,47	23 – 42	12 – 28	12	0,84	0,38 / 8,40
Nordsee Aquifere	?	?	4 – 10	2,9	2,90	1,88 / 4,50
Gasfelder	2,34	2,23	2,75	2,81	1,62	1,62 / 1,94
Ölfelder	0,06	0,10	0,11	marginal	vernachlässigbar	
Gesamt	≈ 3	25 – 44	19 – 41	≈ 17	≈ 5	≈ 4 / ≈ 15
Alle Angaben in Gt CO ₂ . Die Werte der Gasfelder beinhalten die Reserven. JOULE II: van der Straaten et al. (1996) GESTCO: Christensen and Holloway (2004) BGR: May et al. (2005); May (2009); Gerling (2008b) GeoCapacity [konservativ]: Vangkilde-Pedersen et al. (2009c) Eigene Abschätzung: Onshore Aquifere: Effizienzfaktor bezogen auf das Aquifervolumen 0,1% (Basiswert), 0,045 und 1% (Varianten); Nordsee Aquifere: Ergebnisse aus GeoCapacity übernommen.						

Quelle: ergänzt nach Höller 2009

die schon erfolgte Fördermenge ermittelt wurde, auf die Reserven angewendet. Dieser zusätzliche Anteil wird dann zu den mit „*“ gekennzeichneten Werten hinzuaddiert. Vergleicht man wiederum die Berechnungen von BGR und GeoCapacity, so erhält man etwa die gleichen Werte (2,75 Mrd. t im Vergleich zu 2,81 Mrd. t). Unklar ist allerdings, warum BGR/GeoCapacity sowohl mit als auch ohne Berücksichtigung von Reserven um 20 Prozent höhere Kapazitäten als JOULE II/GESTCO ermittelt haben.

Für die eigene Abschätzung wurden die Förderdaten der deutschen Gasfelder neu analysiert (basierend auf LBEG 2008), wobei eine leicht geringere Fördermenge als in den Vergleichsstudien ermittelt wurde (näheres in Höller 2009). Darüberhinaus wurde mit 600 kg/m³ eine Dichte verwendet, wie sie bei der Berechnung der Kapazitäten in salinen Aquiferen ausgewählt wurde.

Diese Abschätzung hat als einzige einen Effizienzfaktor eingebaut, der unter den bisher üblicherweise angenommenen 100 Prozent liegt. Gewählt wurde die Spanne von 75 bis 90 Prozent, die auch (Holloway et al. 2006) empfehlen, da ein komplettes Ausfüllen der vormalig von Erdgas gefüllten Poren durch CO₂ als sehr unwahrscheinlich angesehen werden kann (Hendriks et al. 2004). Der gewählte Ansatz wurde inzwischen durch den neuen IEA-Report bestätigt, in dem ein Effizienzfaktor von 75 Prozent eingeführt wird (IEA GHG 2009a). Es ergibt sich dadurch ein Bereich der Ablagerungskapazität in Erdgasfeldern von 1,34 – 1,61 Mrd. t CO₂ (ohne Reserven) bzw. 1,62 – 1,94 Mrd. t CO₂ (mit Reserven).

Für die Zusammenfassung der gesamten Ablagerungsmöglichkeiten in Deutschland (Tab. 7-4) wurde bei den Erdgasfeldern der Wert inklusive Reserven verwendet, für die eigene Abschätzung somit 1,62 Mrd. t CO₂ als Basis und 1,94 Mrd. t CO₂ als Variante.

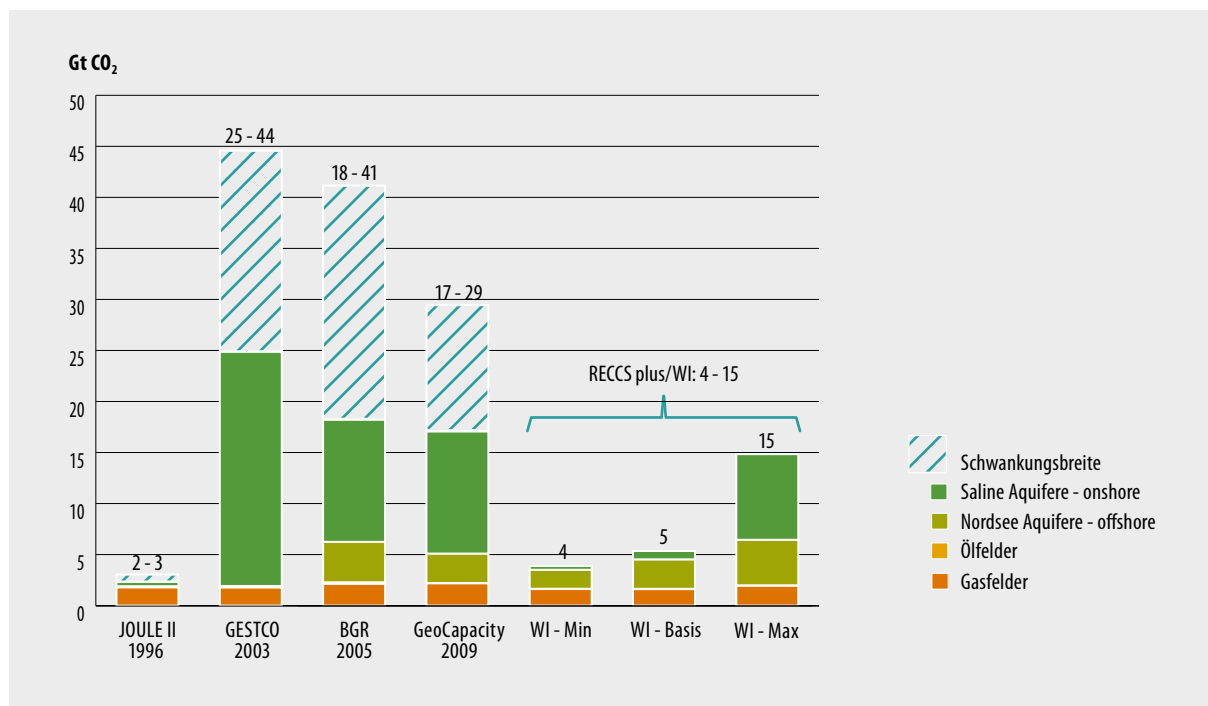
Die Ablagerungskapazität in deutschen Erdölfeldern ist mengenmäßig irrelevant für CCS Projekte und wird deshalb nicht weiter betrachtet.

7.5.5 Abschätzung der gesamten CO₂-Ablagerungskapazität für Deutschland

Führt man alle betrachteten Studien zusammen, so ergibt sich mit 3 – 44 Mrd. t eine weite Spannweite von Werten für die CO₂-Ablagerungskapazität in Deutschland (siehe Tab. 7-4 und Abb. 7-10).

Betrachtet man die *Gesamtkapazität*, so liegt die Abschätzung des JOULE II Berichts (van der Straaten et al. 1996) im unteren Bereich von 3 Mrd. t CO₂. Das europäische Forschungsprojekt GESTCO und verschiedene Abschätzungen der BGR kommen dagegen zu höheren Kapazitäten im Bereich von 19 bis 41 Mrd. t CO₂, basieren aber wie oben erläutert auf nicht näher begründeten Pauschalannahmen für den Effizienzfaktor. Diese Werte tauchen auch im aktuellen Endbericht des GeoCapacity Projekts auf, der auf deutscher Seite von der BGR bearbeitet wurde. Dort wird jedoch der konservative untere Bereich der für Deutschland prägendsten Abschätzung von (May et al. 2005) als realistisch angesehen und die maximale CO₂-Ablagerungskapazität mit 17 Mrd. t beziffert. Nicht berücksichtigt in der Zusammenstellung ist eine erste Abschätzung von RWE (Asmus und Dose 2008), da dort nur der Bereich Nordwest-Deutschland ohne die Nordsee betrachtet wurde (etwa 6 Mrd. t CO₂ bei Berücksichtigung von Feldern größer 10 Mio. t).

Die eigene, vorsichtige Schätzung beläuft sich auf 5 Mrd. t CO₂ (Basiswert). Die Unsicherheitsschätzung ergibt Werte von 4 bis 15 Mrd. t CO₂.

Abb. 7-10 Abschätzungen der CO₂-Ablagerungskapazität für Deutschland

Quelle: eigene Darstellung

Als Ergebnis der Analyse liegen beim Basiswert und in der unteren Sensitivitätsanalyse die deutschen offshore-Kapazitäten höher als die onshore-Werte, obwohl die deutschen Aquifere onshore an sich erheblich größer als offshore sind. Dies liegt darin begründet, dass mangels belastbarer Daten für die offshore-Aquifere nicht eine vergleichbare, vorsichtige Schätzung wie für onshore durchgeführt werden konnte, sondern hier die konservative Schätzung aus dem GeoCapacity Abschlussbericht übernommen wurde. Schwächt man die vorsichtigen Annahmen ab und lässt wie in der oberen Sensitivitätsanalyse erfolgt einen höheren Druckanstieg im Aquifer zu, stellt sich ein anderes Verhältnis zwischen onshore und offshore ein.

Augenscheinlich liegt bei den *onshore salinen Aquiferen* auch die größte Variation in den verschiedenen Abschätzungen (Spannbreite von 0,38 bis 42 Mrd. t CO₂), was auf die großen Unsicherheiten in den Abschätzungen hindeutet. Die im GeoCapacity Bericht enthaltene konservative Schätzung bezüglich saliner Aquifere von 12 Mrd. t wird mittlerweile auch von der Bundesregierung übernommen, wenn sie deren Ablagerungspotenzial „als eher im unteren Bereich dieser Bandbreite“ (von 20+/-8 Mrd. t) einschätzt (BMW 2009).

7.5.6 Abgleich des ermittelten Ablagerungspotenzials mit der Menge an anfallendem CO₂ in Deutschland

Aussagekräftig werden die Schätzungen der Ablagerungskapazitäten erst, wenn man Quellen und Senken, also Nachfrage und Angebot für CO₂-Lagerstätten, ge-

genüber stellt. Dies wird anhand zweier verschiedener CO₂-Emissions-Szenarien verdeutlicht:

- Die *gesamten* in Deutschland durch große Punktquellen (Kraftwerke und Industrie) verursachten CO₂-Emissionen⁹⁹ betrugen im Jahr 2007 388 Mio. t/a. Berücksichtigt man einen Energiemehraufwand für die CCS-Technologiekette von etwa 30 Prozent (116 Mio. t/a) und eine CO₂-Abscheiderate von 90 Prozent, müssten jährlich 454 Mio. t CO₂ endgelagert werden. Vorausgesetzt, das gesamte Ablagerungsvolumen steht bei Beginn der Injektionsoperation zur Verfügung und die Injektion der kompletten Emissionen eines Jahres ist möglich, so reicht die im GeoCapacity Projekt ermittelte Kapazität von 17 Mrd. t für 37 Jahre. Betrachtet man die hier vorgelegte Abschätzung von 5 Mrd. t, so kann die gesamte Menge aus diesen Punktquellen für 12 Jahre eingelagert werden.
- Geht man von einem „realistischen“ Szenario aus, wie es in Kapitel 10 für Deutschland gerechnet wird, so können im Kraftwerkssektor in der Summe 1,2 Mrd. t CO₂ bis zum Jahr 2050 abgetrennt werden¹⁰⁰. Dabei ist berücksichtigt, dass nicht alle Emissionen aus in den Städten liegenden Heizkraftwerken abgetrennt werden; auch dürfte der Transport von CO₂ aus den in Süddeutschland gelege-

99 Ermittelt über das Europäische Schadstoffemissionsregister EPER, Abfrage Elektrizitäts- und Wärmeversorgung (alle Verbrennungsanlagen mit Emissionen > 1 Mio. t/a), 2007, www.EPER.de

100 Szenario „Realistisch I“ für CCS im Kraftwerkssektor: Neubau von 75 Prozent der Dampf- und 40 Prozent der Heizkraftwerke mit CCS; Nachrüstung von 40 Prozent der Dampf- und von 20 Prozent der Heizkraftwerke; CCS-Kette ab dem Jahr 2020 kommerziell einsatzbereit.

nen Kraftwerken und Industrieanlagen (siehe Abb. 7-8) wegen der großen Entfernung unwirtschaftlich werden. Die in diesem Szenario anfallenden Mengen an CO₂ würden selbst bei der konservativen Kapazitätsschätzung innerhalb von Deutschland gelagert werden können. Zusätzlich wäre noch Platz für Emissionen aus der Industrie vorhanden.

In beiden Vergleichen wurde jedoch nur die *effektive* Kapazität als Basis verwendet. Die *angepasste* Kapazität, die in der Regel niedriger als die effektive Kapazität liegt, würde entsprechend niedrigere Nutzungszeiträume ergeben.

7.5.7 Schlussfolgerungen aus der Analyse für Deutschland

Vorliegende Abschätzungen des CO₂-Ablagerungspotenzials für Deutschland in salinen Aquiferen und ausgeförderten Erdgasfeldern (onshore sowie offshore) offenbaren eine weite Spannbreite *effektiver* Kapazität zwischen 3 und 44 Mrd. t CO₂. Die im GeoCapacity Projekt für Deutschland veröffentlichte konservative Schätzung von 17 Mrd. t CO₂ kann hierbei als Mittelwert angesehen werden. Ausschlaggebend für diese Spannweiten sind insbesondere die unterschiedlichen Annahmen über die Ablagerungseffizienz.

- Die Effizienz in salinen Aquiferen, die den Anteil des Wassers im gesättigten Untergrund beschreibt, der durch das injizierte CO₂ verdrängt werden kann, bewegt sich in den analysierten Studien zwischen 0,1 und 40 Prozent. Dadurch ist auch die Schwankungsbreite der Kapazitätsangaben enorm – alleine für die onshore Aquifere variieren die bisher vorliegenden Abschätzungen zwischen 0,47 Mrd. t (Joule II), 12 Mrd. t (GeoCapacity), 28 Mrd. t (BGR) und 42 Mrd. t (GESTCO).
- Bei Erdgasfeldern variiert die Effizienz zwischen 75 und 100 Prozent der kumulierten Erdgasförderung und führt zu einem Ablagerungspotenzial in den analysierten Studien zwischen 1,7 und 2,8 Mrd. t CO₂.

Weniger Abweichungen bestehen in den einzelnen Studien hinsichtlich der gewählten Werte für die Dichte des CO₂, den Fallenanteil und die Porosität.

Für die *eigene, vorsichtige konservative Schätzung*, die gemäß Zielsetzung der Studie eine untere Grenze der potenziell zur Verfügung stehenden Kapazität abbilden soll, ergeben sich zusammenfassend folgende Ergebnisse:

- In den tiefen salinen Aquiferen wird die Annahme verfolgt, dass die Injektion von CO₂ nur in Fallenstrukturen möglich ist. Viele Autoren begründen diese Beschränkung mit der höheren Langzeitsicherheit und der dadurch bedingten größeren gesellschaftlichen Akzeptanz. Außerdem wird jedes System als geschlossen angesehen, was zu einem Effizienzfaktor, bezogen auf das gesamte onshore Aquifervolumen, von 0,1 Prozent führt. Diese Annahmen werden durch mehrere neue Studien bestätigt, die geringe Effizienzfaktoren berücksichtigen und dafür plädieren, nur geschlossene unterirdische Systeme zu betrachten. Basierend auf diesen Annahmen ergibt sich in der konservativen Schätzung eine Ablagerungskapazität für Deutschland in salinen Aquiferen unter dem Land

von 0,84 Mrd. t CO₂. Die Sensitivitätsanalysen mit den Effizienzfaktoren 0,045 Prozent und 1 Prozent ergeben einen Schwankungsbereich von 0,38 – 8,4 Mrd. t CO₂.

- Die offshore Aquifere wurden im GeoCapacity Bericht bereits konservativ abgeschätzt, weshalb diese Berechnung hier übernommen wird. Dort ergibt sich eine mittlere Kapazität von 2,9 Mrd. t CO₂ (Schwankung von 1,88 – 4,4 Mrd. t CO₂). Diese Werte liegen weit höher als Kapazitäten der onshore-Aquifere, obwohl die deutschen Aquifere onshore an sich erheblich größer als offshore sind. Dies liegt darin begründet, dass mangels belastbarer Daten für die offshore-Aquifere nicht eine vergleichbare, vorsichtige Schätzung wie für onshore durchgeführt werden konnte. Schwächt man die vorsichtigen Annahmen der onshore-Aquifere ab und lässt wie in der oberen Sensitivitätsanalyse erfolgt einen höheren Druckanstieg im Aquifer zu, stellt sich ein anderes Verhältnis zwischen onshore und offshore ein.

- Das Ablagerungspotenzial in ausgeförderten Erdgasfeldern wurde zu 1,34 – 1,61 Mrd. t CO₂ (ohne Reserven) bzw. 1,62 – 1,94 Mrd. t CO₂ (mit Reserven) berechnet, indem für den Effizienzfaktor eine Spanne von 75 bis 90 Prozent angesetzt wurde. Dies erscheint gerechtfertigt, da ein komplettes Ausfüllen der vormalig mit Erdgas gefüllten Poren durch CO₂ als sehr unwahrscheinlich angesehen werden kann.
- Für alle Formationen zusammen beläuft sich die vorsichtige, konservative Schätzung für Deutschland in dieser Studie auf 5 Mrd. t CO₂ als Basiswert. Die Unsicherheitschwankung ergibt Werte von 4 bis 15 Mrd. t CO₂.

Betrachtet man die *gesamten* in Deutschland durch große Punktquellen (Kraftwerke und Industrie) verursachten CO₂-Emissionen (388 Mio. t/a in 2007), so errechnen sich hieraus abzuschneidende Emissionen von jährlich 454 Mio. t CO₂. Unter der konservativen Abschätzung könnten diese Emissionen für 12 Jahre (Basiswert) bzw. 8 oder 33 Jahre (Sensitivitätswerte) eingelagert werden. Geht man vom Szenario „Realistisch I“ aus, wie es in Kapitel 10 für Deutschland gerechnet wird, so können im Kraftwerkssektor in der Summe 1,2 Mrd. t CO₂ bis zum Jahr 2050 abgetrennt werden, die selbst bei Annahme der geringsten Abschätzung im geographischen Gebiet von Deutschland gelagert werden können. In beiden Vergleichen wurde jedoch nur die *effektive* Kapazität als Basis verwendet. Die *angepasste* Kapazität, die in der Regel niedriger als die effektive Kapazität liegt, würde entsprechend niedrigere Nutzungszeiträume ergeben.

Die Analyse der Studien und die vorgenommene konservative Abschätzung zeigen, dass noch große Unsicherheiten bei der Abschätzung des Ablagerungspotenzials bestehen, insbesondere hinsichtlich der salinen Aquifere. Ein weiteres Resultat ist, dass die Variation einzelner Parameter einen großen Einfluss auf die Berechnungsergebnisse hat. Es sei darauf hingewiesen, dass sowohl die schon vorliegenden als auch die eigene Abschätzungen auf grobem Datenmaterial beruhen. Eine untere Abschätzung im Sinne eines Minimalwerts ist jedoch wichtig anzugeben, damit Politik und Industrie eine Planungsgrundlage für Gesetzgebung und weitere Investitionen haben.

Da die analysierten Ablagerungskapazitäten nur grobe regionale Abschätzungen sind, sollten durch weitere Forschung und geologische Untersuchungen die gewählten Parameter überprüft und die Abschätzungssicherheit erhöht werden. Ziel sollte eine ausgeprägte geologische Kenntnis aller potenziellen Ablagerungsstätten sein, um die mögliche Ablagerung und damit das verfügbare Volumen abschließend charakterisieren zu können. Das in Entwicklung befindliche deutsche „Speicherkataster“ wird zu einer Verbesserung der Datenbasis beitragen, ist in Bezug auf die konkrete Abschätzung der Ablagerungsoptionen (standortbezogen) jedoch noch keinesfalls ausreichend.

Darüber hinaus konnten in dieser Studie mehrere geotechnische Faktoren nicht berücksichtigt werden:

- In der Diskussion um die Gesamtmenge an effektiver Ablagerungskapazität wird oft vorausgesetzt, dass die kompletten Emissionen aus Punktquellen auch injiziert werden könnten. Statt des hier diskutierten kumulierten Ablagerungspotenzials könnte jedoch eher die mögliche Injektionsrate der limitierende Faktor sein. (Gerling 2010) zum Beispiel beziffert die maximale Menge an CO₂, die pro Jahr ausgehend von den Annahmen der BGR zu den Lagerstätten in Deutschland injiziert werden kann, auf 50–75 Mio. t CO₂. Hier bedarf es entsprechender detaillierterer Untersuchungen, welche CCS-Potenziale auf der Zeitachse tatsächlich umzusetzen sind.
- Bei der Ablagerungsberechnung wird zudem nur sehr selten darauf geachtet, wie sich benachbarte Strukturen bei der Injektion von CO₂ beeinflussen (zum Beispiel hinsichtlich des Drucks) und welche Auswirkung das auf die gesamte Kapazität hat. Diese *Interferenz* sollte weiter in der Praxis untersucht werden und Eingang in die Berechnungen finden, um diese zu verfeinern.
- Wichtig sind weiterhin *seismische Aktivitäten* im Untergrund. Geogene Erdbeben schließen Ablagerungsorte aus, aber auch durch Bohrungen und CO₂-Injektion induzierte Seismizität sollte analysiert und verhindert werden.

7.6 CO₂-Ablagerungskapazität in Europa

Nach der detaillierten Analyse der Ablagerungsmöglichkeiten für CO₂ innerhalb von Deutschland befasst sich dieses Kapitel mit der Geologie Europas. Dafür wird zuerst ein Überblick über existierende Studien für ganz Europa gegeben, bevor die einzelnen Länder bzw. Ländergruppen genauer beschrieben werden. Diese Analyse geht Deutschland-zentristisch vor und versucht herauszufinden, ob die angrenzenden Länder genügend Platz aufweisen, um möglicherweise deutsche CO₂-Emissionen abnehmen und lagern zu können. Vor allem die Nordsee könnte als möglicher Ablagerungsort dienen und wird getrennt behandelt. Ein vertiefter Blick wird auf die in der norwegischen Nordsee gelegende Utsira Formation geworfen. Von den somit in Frage kommenden Ländern werden ausführlicher das Vereinigte Königreich von Großbritannien und Nordirland (UK), Norwegen, Dänemark und die Niederlande betrachtet.

Für jedes der betrachteten Länder werden nacheinander die Kapazitätsabschätzungen in salinen Aquifere sowie

Erdgas- und Erdölfeldern zusammengestellt und eine konservative Abschätzung ausgewählt. Diese wurde im Einzelfall um eigene Analysen ergänzt. Die so ermittelte Kapazität ist jedoch noch nicht angepasst („matched“). Ein intensiver Abgleich der Quellen und Senken auf Grund möglicher Transportwege, Infrastrukturüberlegungen sowie Fragen der Akzeptanz dürfte den verfügbaren Ablagerungsplatz noch reduzieren.

Die Ergebnisse der konservativen Abschätzung werden dann mit den Emissionen aus großen Punktquellen (Kraftwerke und Industrieanlagen) des jeweiligen Landes verglichen (Tab. 7-6), um eine Aussage zu treffen, wie viel Platz potenziell noch für ausländische Treibhausgasemissionen bleiben würde. Dabei werden die CO₂-Emissionen des Jahres 2007 verwendet, in denen jedoch ebenso wenig der Mehrverbrauch an Energieeinsatz, der bei der Abscheidung von CO₂ benötigt wird, wie die Abscheiderate Berücksichtigung findet.

Aus Gründen der Übersichtlichkeit werden schließlich auch die Ablagerungsmöglichkeiten in den weiteren, für Deutschland weniger wichtigen europäischen Ländern kurz erläutert.

7.6.1 Überblick über bestehende CO₂-Ablagerungsabschätzungen für Europa

Europa hat vielfältige geologische Strukturen. Für die Ablagerung von CO₂ sind vor allem poröse Sedimentdecken nötig, die bevorzugt im Bereich der Nordsee liegen. Deshalb bieten gerade das Vereinigte Königreich sowie Norwegen die größten Ablagerungskapazitäten. Tab. 7-5 gibt zunächst einen Überblick über die verschiedenen existierenden Abschätzungen für Europa, indem die Abschätzungen der drei großen europäischen Forschungsvorhaben zu CO₂-Ablagerungskapazitäten gegenüber gestellt werden: JOULE II (van der Straaten et al. 1996), GESTCO (Christensen und Holloway 2004) und GeoCapacity (Vangkilde-Pedersen et al. 2009). Insgesamt variieren die Ablagerungsschätzungen zwischen 63 und 800 Mrd. t CO₂.

Saline Aquifere

Die Spannweite bei den salinen Aquifere wird als sehr groß erachtet. Berechnungen für Erdöl- bzw. Erdgasfelder schwanken viel geringer, da dort eine bessere Datengrundlage vorhanden ist. JOULE II berücksichtigt eine große Spannweite für saline Aquifere von 30 – 773 Mrd. t CO₂. GESTCO nimmt 71 – 116 Mrd. t CO₂ für Europa an. ECOFYS (Hendriks et al. 2004) ist dagegen vorsichtiger und nennt innerhalb der Spannweite von 1 – 47 Mrd. t den Wert von 10 Mrd. t als „beste Schätzung“ für saline Aquifere. GeoCapacity bezieht auch die Nordsee mit ein und ermittelt dementsprechend eine höhere Kapazität von 100 – 350 Mrd. t CO₂.

Erdölfelder

Hinsichtlich Europas Erdölfeldern bewegen sich die Ablagerungskapazitäten zwischen 6 Mrd. t CO₂ (JOULE II) und 16 Mrd. t CO₂ (ECOFYS). Viele der Felder befinden sich in der Nordsee, und es gibt Bestrebungen, die Förde-

Tab. 7-5 CO₂-Ablagerungskapazitäten in Europa (bekannte Abschätzungen)

Formationen	JOULE II 1996	GESTCO 2004	ECOFYS 2004	GeoCapacity 2009	IEA GHG 2009
Saline Aquifere	30 - 773	71 - 116	10	100 – 350 ^a	–
Erdölfelder	6	6,8	15,9	25 - 30	–
Erdgasfelder	27	30,2	58,8		37 - 62 ^b
Kohlelagerstätten	–	0,6 - 1,2	12,1	1 - 1,5	–
Gesamt	63 - 806	109 - 154	96,8	126 - 381,5	
Werte in Gt CO ₂ , wenn nicht anders angegeben. ECOFYS mit deren „besten Schätzung“; Bandbreite JOULE II zwischen konservativen Annahmen und theoretischer Kapazität; Bandbreite GeoCapacity zwischen konservativer und effektiver Abschätzung – = keine Angabe ^a = inklusive Nordsee ^b = Effektive Kapazität = 62 Gt CO ₂ , praktische Kapazität = 37 Gt CO ₂ , passende Kapazität = 11 Gt CO ₂					

Quelle: eigene Zusammenstellung

rung mittels CO₂-Injektion zu erhöhen. Dieses „enhanced oil recovery“ genannte Verfahren wird speziell für Norwegen und UK im Abschnitt 7.8.2 beschrieben.

Erdgasfelder

Die Abschätzungen des CO₂-Ablagerungspotenzials in ausgeförderten Erdgasfeldern werden durch eine neue Studie des IEA Greenhouse Gas R&D Programms (IEA GHG 2009a) in *globalem* Maßstab erheblich nach unten korrigiert. Die in Kapitel 7.4.2 beschriebene Formel 7.5 wird zur Berechnung der effektiven Kapazität im top-down Ansatz genutzt, indem ein Effizienzfaktor von 75 Prozent angewendet wird. Hinsichtlich dieses Faktors unterscheiden (Pershad und Slater 2007), ob in ein Gasfeld Wasser eindringt („water-drive“) oder ob Bedingungen vorherrschen, unter denen es sich stark entleert („depletion-drive“). Wenn Wasser eintritt, wird der Effizienzfaktor zur Berechnung auf 65 Prozent reduziert. Besteht dagegen „depletion-drive“, so wird ein 90prozentiges Ersetzen des geförderten Erdgases angenommen. In unklaren Fällen wird ebenfalls 65 Prozent eingesetzt.

(IEA GHG 2009a) berechnet auch eine *praktische* Kapazität, die auf der minimalen Größe eines Feldes beruht. Onshore muss danach ein Feld mindestens 50 Mio. t CO₂ fassen können, offshore wird 100 Mio. t als Minimalgröße gefordert. Diese Voraussetzung reduziert das Potenzial um etwa 40 Prozent. Des Weiteren werden 1 Prozent der Felder ausgeschlossen, um mögliche Leckagefälle zu berücksichtigen.

Im europäischen Maßstab ergibt sich eine theoretische CO₂-Ablagerungskapazität in Erdgasfeldern von 83 Mrd. t, effektiv resultieren 62 Mrd. t und praktisch im Mittel 37 Mrd. t CO₂ (IEA GHG 2009a). Wenn nun auch noch Quellen mit Senken verglichen werden (passende Kapazität), dann können in Westeuropa nur 11 Mrd. t in ausgeförderten Erdgasfeldern für eine CO₂-Ablagerung bis zum Jahre 2050 genutzt werden. Der größte Teil dieser Gasfelder befindet sich zudem in der Nordsee.

ECOFYS (Hendriks et al. 2004) gibt dem gegenüber eine „beste Schätzung“ von 59 Mrd. t CO₂ an, was der effektiven Kapazität entspricht. Höhere Abschätzungen werden von schottischen Forschern geliefert (Haszeldine 2009b), die allein für Kohlenwasserstofffelder im Bereich des Vereinigten Königreichs 150 Mrd. t CO₂ angeben (siehe Abschnitt 7.6.3). JOULE II, GESTCO sowie der GeoCapacity Bericht liefern dagegen ebenfalls geringere Werte zwischen 25 und 30 Mrd. t CO₂ für Erdgasfelder.

Kohlelagerstätten

Die Injektion von CO₂ in Kohlelagerstätten ist bisher nur geringfügig erforscht worden. Die mögliche Menge CO₂, die in diesen Strukturen abgelagert werden könnte, scheint sehr begrenzt zu sein (Abschätzungen reichen von 0 bis 12 Mrd. t CO₂ für Europa). Aufgrund der Unsicherheiten und des geringen abgeschätzten Potenzials werden diese Lagerstätten in dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

Tab. 7-6 Europäische Abschätzungen der CO₂-Ablagerungskapazitäten und Emissionen aus Punktquellen aller europäischer Länder

		JOULE II 1996						GESTCO 2004				GeoCapacity 2009						
		Aquifere		Gasfelder		Tiefe saline		Kohlenwasser-		Kohle-		Tiefe saline		Kohlenwasser-		Kohle-		Emissionen aus Punktquellen*
		onshore	offshore	onshore	offshore	onshore	offshore	Aquifere	stofffelder	felder	stofffelder	Aquifere	stofffelder	felder	stofffelder	felder		
Einheit		Gt CO ₂	Gt CO ₂	Gt CO ₂	Gt CO ₂	Gt CO ₂	Gt CO ₂	Gt CO ₂	Gt CO ₂	Gt CO ₂	Gt CO ₂	Gt CO ₂	Gt CO ₂	Gt CO ₂	Gt CO ₂	Gt CO ₂	Gt CO ₂	
Land																		
Albanien																		
Belgien		0	0	0	0	0	0	0,10	-	0,43		0,02	0,11	-	-	0	58	
Bosnien-Herzegowina												0,20	-	-	-	9		
Bulgarien												2,10	0,00	0,02		42		
Dänemark		47	?	0	0,13	0	0,46	16,00	0,63	-	-	2,55	0,20	-	-	28		
Deutschland		2	?	0,06	0	2,34	0	23-43	2,33	-	-	14,90	2,18	-	-	465		
Estland												-	-	-	-	12		
Frankreich		3	?	0,05	0	0,88	0	0,6-26	0,00	-	-	7,92	0,77	-	-	131		
FYROM												0,39	-	-	-	4		
Griechenland		?	?	0	0,01	0	0,02	2,20	0,02	-	-	0,18	0,07	-	-	69		
Irland		0	?	0	0	0	0,16											
Italien		0,353	0,084	0,04	0,07	0,85	0,84					4,67	1,81	0,07		140		
Kroatien												2,71	0,19	-	-	5		
Lettland												0,40	-	-	-	2		
Litauen												0,03	0,01	-	-	6		
Luxemburg		0	0	0	0	0	0					-	-	-	-	-		
Niederlande		5	?	0,03	0	8,46	0,82	1,60	10,96	0,17-0,85	-	0,34	1,70	0,30		92		
Norwegen		0	476	0	3,1	0	7,19	12,86	12,60	-	-	26,03	3,16	-	-	28		
Polen												1,76	0,76	0,42		188		
Portugal		0	?	0	0	0	0											
Rumänien												7,50	1,50	-	-	67		
Slowakei												1,72	-	-	-	23		
Slowenien												0,09	0,00	-	-	7		
Spanien		?	?	0	0,01	0	0,04					14,00	0,03	0,15		158		
Tschechische Republik												0,77	0,03	0,05		78		
Ungarn												0,14	0,39	0,09		23		
Vereinigtes Königreich		0	240	0,04	2,62	0	4,88	14,70	10,46	-	-	7,10	7,30	-	-	258		
Gesamt		57,353	716,084	0,22	5,94	12,53	14,41	71,1 - 116,5	36,99	0,6 - 1,28		95,72	20,22	1,09		1893		
Gesamtsumme		807*															117	
* = Konservative Abschätzung für saline Aquifere ergibt insgesamt 63 Gt CO ₂ .																		
+ = Emissionen aus Punktquellen (Kraftwerke und Industrie) ohne Mehrverbrauch durch CO ₂ -Abscheidung (20-40% höhere Emissionen)																		

7.6.2 Wichtige Anrainerstaaten zur CO₂-Ablagerung für Deutschland

Sollten die deutschen Ablagerungsstätten für das eigene abgeschiedene CO₂ nicht ausreichen, könnte eine europäische Lösung hinsichtlich Transport und Ablagerung helfen. Die direkten Nachbarländer Deutschlands, Polen und die Tschechische Republik im Osten, die Niederlande und Frankreich im Westen und Dänemark im Norden könnten dann potenzielle CO₂-Emissionen abnehmen und unterirdisch lagern. Die südlich von Deutschland gelegenen Alpenstaaten sind aufgrund der geologischen Aktivität ungeeignet. Die nördlichen Nachbarn Norwegen und UK mit Ablagerungsmöglichkeiten in der Nordsee werden in Abschnitt 7.6.3 ausführlich betrachtet. Ob ein überstaatlicher CO₂-Transport stattfinden wird, ist insbesondere von der Lagerungskapazität und den eigenen Emissionen des jeweiligen Landes abhängig und erfordert klaren politischen Willen sowie entschiedene finanzielle Anreize (Haszeldine 2009a).

Die anderen Staaten Europas liegen zu weit entfernt von deutschen Kraftwerken, so dass ein CO₂-Transfer aus heutiger Sicht ausgeschlossen werden kann. Meist wird von Durchschnittsentfernungen von 200 – 500 km ausgegangen, darüber nehmen die Transportkosten erheblich zu (UBA 2006). Bei einer Veränderung des CO₂-Preises, des Emissionshandels oder anderer Faktoren (zum Beispiel CO₂-Nutzung zur erhöhten Ölförderung) könnte sich diese Limitierung hinsichtlich der Entfernung jedoch verändern.

Niederlande

Die älteren Studien von JOULE II (1996) und GESTCO (2004) sehen hohe CO₂-Ablagerungskapazitäten in *salinen Aquiferen* der Niederlande von 1 – 5 Mrd. t CO₂. Nach den neuesten Erkenntnissen sind die Abschätzungen mit 340 Mio. t (GeoCapacity) bis 750 Mio. t CO₂ (Faaij et al. 2009) geringer (Tab. 7-7). Dabei wird auf ähnliche Effizienzfaktoren von 2 – 6 Prozent zurückgegriffen. Die

Dichte von CO₂ wird, soweit ausgewiesen, mit 700 kg/m³ angenommen. Die identifizierten Strukturen sind sehr klein und können jeweils nicht mehr als 50 Mio. t CO₂ aufnehmen. Deshalb setzen (Faaij et al. 2009) eine Mindestgröße für Fallenstrukturen von 5 Mio. t an. Würden hingegen 50 Mio. t CO₂ als minimale Ablagerungsgröße definiert, so wären alle Aquifere ausgeschlossen.

Als großer Erdgasproduzent besitzen die Niederlande die meisten Ablagerungskapazitäten in *ausgeförderten Erdgasfeldern*. Sie betragen je nach Abschätzung 1,7 bis über 10 Mrd. t CO₂. Als Effizienz des Ersatzes von gefördertem Gas durch CO₂ wird bei den Abschätzungen 100 Prozent angenommen. Da viele dieser Felder jedoch noch in Betrieb sind, sollte die Kapazität zu einem spezifischen Zeitpunkt angegeben werden. Das größte Potenzial bietet das Groningen Gasfeld mit über 7 Mrd. t CO₂-Lagerplatz. Dieses Feld wird nach neuesten Erkenntnissen erst 2040 oder 2050 ausgefördert sein und kann deshalb vorher nicht zur CO₂ Injektion genutzt werden (Faaij et al. 2009).

Das Potenzial zur CO₂-Injektion in *Erdölfeldern* ist sehr gering. Das größte Ölfeld könnte nicht mehr als 34 Mio. t CO₂ aufnehmen, alle anderen Ölfelder werden als mögliche Ablagerungsorte ausgeschlossen (JOULE II).

Die drei Abschätzungen für die *gesamte CO₂-Ablagerung* in den Niederlanden aus dem Jahr 2009 (GeoCapacity, van den Broek et al. 2009, Faaij et al. 2009) bewegen sich zwischen 2 und 3,5 Mrd. t CO₂, was erheblich unter den früheren Schätzungen liegt (JOULE II mit 14,31 Mrd. t CO₂ und GESTCO mit 12,56 Mrd. t CO₂), in denen jedoch unter anderem das Groningen Gasfeld (7,35 Mrd. t) in die Rechnung eingeht (Tab. 7-7).

Zusammenfassend wird als konservative Abschätzung eine Kapazität von rund 3 Mrd. t CO₂ verwendet, die den in diesem Bericht angelegten Kriterien genügen.

Tab. 7-7 Vergleich von CO₂-Ablagerungskapazitäten in den Niederlanden

Formation	JOULE II	GESTCO	GeoCapacity	v. d. Broek et al.	Faaij et al.
Jahr	1996	2004	2009	2009	2009
Aquifere	1 – 5	1,6	0,34	0,4	0,75 ^b
Effizienzfaktor (%)	4	2-6	2-6	–	2
Dichte CO ₂ (kg/m ³)	700	700	700	–	–
Ölfelder	0,03	10,96 ^a	1,7	2,7	0,04
Gasfelder	9,28 ^a				2,75
Gesamt	10,31-14,31 ^a	12,56 ^a	2,04	3,1	3,54
Werte in Gt CO ₂ , wenn nicht anders angegeben. – = keine Angabe ^a = Inklusiv Groningen Gasfeld mit 7,4 Gt CO ₂ . ^b = Strukturen > 5 Mt CO ₂ ; bei minimaler Größe von > 50 Mt, keine Ablagerungskapazität in Aquiferen					

Quelle: eigene Zusammenstellung

Die Zeitabhängigkeit des Ablagerungspotenzials in den Erdgasfeldern ist wichtig für die Niederlande, da kurzfristig nur wenig Platz zur Verfügung stehen wird (etwa 1-2 Mrd. t CO₂-Ablagerungspotenzial im Jahre 2020 (Faaij et al. 2009, Schreurs 2008)). Nach (Schreurs 2008) erhöht sich dieses Potenzial bis 2025 auf etwa 2,2 Mrd. t CO₂, da nur wenige Gasfelder in der Zeit komplett leer gefördert werden.

Für die einheimischen *Emissionen aus großen Punktquellen* von 92 Mio. t CO₂/a (GeoCapacity) würde diese Kapazität jedoch auf den ersten Blick ausreichen (siehe Tab. 7-6).

Allerdings könnte es in den Niederlanden auch zu einem Konflikt mit der Erdgasspeicherung kommen. Sollte das Land als Knotenpunkt der europäischen Gasversorgung weiter ausgebaut werden, so könnte Potenzial zur unterirdischen Lagerung von Erdgas abgezogen werden, da dies ökonomisch attraktiver erscheint als die CO₂-Deponierung (Faaij et al. 2009). Fraglich ist auch, ob die Aquifere überhaupt für eine Nutzung in Frage kommen. Wenn Lagergrößen von 100 Mio. t benötigt werden, um die Emissionen eines großen Kraftwerks über die gesamte Lebensdauer in eine einzige Ablagerungsstätte zu verbringen, wäre das Ablagerungspotenzial in den Niederlanden jedoch gleich null. Andererseits könnten auch Ablagerungsorte mit geringerer Kapazität genutzt werden, sollten sie in direkter Nähe zu kleineren Kraftwerken oder Industrieanlagen liegen.

Aus Gründen der zeitlich späten Verfügbarkeit mehrerer inländischer Ablagerungsstrukturen und der eventuellen Nutzungskonkurrenz mit der Erdgasspeicherung werden für den möglichen Aufbau einer CCS-Infrastruktur die großen Ablagerungsmöglichkeiten in der südlichen Nordsee des Vereinigten Königreichs und in der norwegischen Utsira Formation in Betracht gezogen (van den Broek et al. 2009). Dazu müsste ein großes Pipelineprojekt in die Wege geleitet werden (siehe Abschnitt 7.6.3).

Für die *größten Punktquellen Deutschlands*, die in Nordrhein-Westfalen gelegen sind, wäre somit der Transport in die Niederlande und darüber hinaus Richtung Nordsee ein möglicher Weg zur CO₂-Reduktion. Deutschland müsste jedoch abwägen, ob dieser Entsorgungsweg ökonomisch sinnvoll erscheint, da die Niederlande auch Durchleitungsgebühren erheben würden und diese gegen die Kosten für eine eigene Infrastruktur gerechnet werden müssen (van den Broek et al. 2009).

Frankreich

Ein Drittel der Fläche Frankreichs ist mit tiefen Sedimenten unterlegt. Diese gliedern sich in verschiedene Becken auf, wobei das größte das Pariser Becken im Norden des Landes ist. Trias und Jura Ablagerungen haben dieses aufgefüllt. Weitere große Sedimentdecken gibt es im Aquitaine Becken im Südwesten, im Rhone-Tal-Becken und im Elsassbecken.

JOULE II berechnete, dass die *salinen Aquifere* 1,5 Mrd. t CO₂ aufnehmen könnten. GESTCO ermittelte 670 Mio. t CO₂-Ablagerungskapazität in Fallenstrukturen von salini-

nen Aquiferen (ohne Fallenanteil wurde die unrealistisch hohe Zahl von 26 Mrd. t CO₂ berechnet). GeoCapacity war weniger optimistisch und kam zu einer Kapazität in geeigneten Aquiferen von etwa 8 Mrd. t CO₂ ohne Fallenbeschränkung. Mit einem Fallenanteil von 3 Prozent würde sich dieser Wert auf 0,24 Mrd. t CO₂ reduzieren.

Alle *französischen Gas und Ölfelder* liegen unter dem Festland: Gas ist vor allem im Aquitaine Bereich zu finden, Öl im Pariser Becken. Die Ablagerungskapazität in diesen Kohlenwasserstofflagerstätten beläuft sich nach JOULE II Schätzungen auf knapp 1 Mrd. t CO₂ (50 Mio. t in Öl-, 880 Mio. t in Gasfeldern). GESTCO sieht jedoch keine Ablagerungsmöglichkeiten in Kohlenwasserstofffeldern. Laut GeoCapacity könnten dagegen 770 Mio. t CO₂ in ausgeförderten Öl- und Gasfeldern abgelagert werden, was in etwa dem JOULE II Wert entspricht.

Insgesamt wird die Ablagerungskapazität für Frankreich mit 0,6 – 26 Mrd. t CO₂ angegeben (GESTCO). Realistischer ist jedoch die Annahme, dass das Potenzial 1 Mrd. t CO₂ nicht übersteigt (GeoCapacity).

Die GeoCapacity-Angabe von 1 Mrd. t CO₂ wird deshalb als konservative Abschätzung gewählt.

Da Frankreich auf Atomkraft setzt, sind nur geringe CO₂-Emissionen aus großen Punktquellen zu verzeichnen. Im Jahr 2008 betrugen diese 130 Mio. t CO₂/a (siehe Tab. 7-6). Der ermittelte Ablagerungsplatz bietet jedoch keine langfristige Perspektive für CCS in Frankreich. Bei einer Kapazität von 1 Mrd. t könnten die Emissionen von 130 Mio. t CO₂/a nur 7 Jahre gelagert werden. Zusätzlich kämen noch die erhöhten Emissionen durch den Mehrverbrauch bei der CO₂-Abscheidung hinzu, so dass eine noch geringere Zeitspanne anzusetzen wäre. Für *deutsche Emissionen* gibt es demnach keinen Platz in Frankreichs Untergrund.

Polen und Tschechische Republik

Falls geeignete Ablagerungspotenziale in Polen und der Tschechischen Republik vorlägen, könnten die Emissionen insbesondere der Braunkohlekraftwerke in der Lausitz auf kürzeren Wegen nach Osten transportiert werden als in die Lagerräume Schleswig-Holsteins oder der Nordsee. Im GeoCapacity Bericht wurden diese Länder erstmals hinsichtlich der Kapazitäten zur Ablagerung von CO₂ untersucht.

Für Polen wurde ein Potenzial von 1,76 Mrd. t CO₂ in *Aquiferen* und von 0,76 Mrd. t CO₂ in *Kohlenwasserstofffeldern* ermittelt. Zusätzlich wurden 415 Mio. t CO₂-Ablagerungsplatz in Kohlefeldern abgeschätzt. Das vielversprechendste Sedimentbecken liegt im polnischen Tiefland.

Obwohl vergleichende Studien fehlen, werden rund 3 Mrd. t CO₂ als konservative Abschätzung gewählt.

Bei *polnischen CO₂-Emissionen* in Höhe von 188 Mio. t/a (siehe Tab. 7-6) würde dieser Platz für nationale Pläne benötigt, da die polnische Regierung die CCS-Technologie voranbringen möchte und daher stark fördert.

Die Tschechische Republik bietet sehr viel geringere Kapazitäten mit insgesamt 850 Mio. t CO₂ bei eigenen CO₂-Emissionen von 78 Mio. t/a.

Die Variante eines CO₂-Transfers aus Deutschland Richtung Osten erscheint auf Grund der geringen Kapazitäten und des Eigenbedarfs insbesondere von Polen somit eher nicht vorstellbar.

Dänemark

Als nördlicher Nachbar von Deutschland könnten dänische Strukturen als potenzielle Ablagerungsorte für CO₂ dienen (Tab. 7-8). Die meisten der potenziellen *Aquiferstrukturen* befinden sich im dänischen Becken unter dem Festland. Dort liegen permische Sedimente bis zu einer Mächtigkeit von 9.000 m. In Dänemark wird davon ausgegangen, dass nur eine Einlagerung in Fallenstrukturen möglich ist, da ansonsten die Deponierung von Kohlenstoffdioxid keine Akzeptanz erzielen würde. Deren Potenzial beläuft sich nach JOULE II auf 5,6 Mrd. t CO₂ (gerechnet mit einem Effizienzfaktor von 6 Prozent). Ohne die Beschränkung auf Fallen ergäbe sich ein Potenzial von 47 Mrd. t CO₂.

Für GESTCO wurden verschiedene Annahmen definiert, die zur Auswahl von geeigneten Strukturen angewendet wurden. Neben der geeigneten Tiefe (900 – 2.500 m) und Größe (größer 100 Mio. t CO₂ theoretische Kapazität) muss vor allem ein sicheres Deckgestein vorliegen, und die Formation darf nicht gestört sein. Die Anwendung dieser Kriterien führt zu einer Auswahl von nur noch 11 großen Strukturen, die zur potenziellen CO₂-Deponierung in Betracht gezogen werden. Mittels gemessenen und extrapolierten Werten wurden die theoretischen Kapazitäten jeder Formation berechnet. Mit einem Effizienzfaktor von 40 Prozent für offene Aquifersysteme wurde eine Gesamtkapazität von mindestens 16 Mrd. t CO₂ errechnet.

Im GeoCapacity Endbericht wird von dieser Kapazität (16,7 Mrd. t CO₂) ausgehend eine konservative Abschätzung auf Basis von Effizienzfaktoren für geschlossene Systeme (gerechnet werden 0,1 - 12,2 Prozent) vorgenommen. Als realistisches Ergebnis werden 2,5 Mrd. t CO₂ genannt, die auf einen Effizienzfaktor von 6 Prozent zurückgehen.

Innerhalb dieses effektiven Potentials besitzen nur vier Strukturen eine geeignete Größe, um mehr als 100 Mio. t CO₂ aufzunehmen, so dass sich die Kapazität auf 2,3 Mrd. t reduziert. Hiervon macht die Thisted Formation alleine über 72 Prozent aus. Das könnte ein Problem darstellen, da GESTCO eine sehr geringe Permeabilität für diese Struktur ausweist (< 2 mD), wodurch eine Injektion sehr erschwert bzw. ausgeschlossen wird. Daher wird für die konservative Abschätzung die Thisted Struktur ausgeschlossen, wodurch sich ein effektives Potenzial zur CO₂-Ablagerung in salinen Aquiferen in Dänemark von 700 Mio. t ergibt.

Die Öl- und Gasfelder der dänischen Nordsee bieten kaum nennenswerte Kapazitäten: Die Abschätzungen variieren von 203 Mio. t (GeoCapacity) über 590 Mio. t (JOULE II) bis 628 Mio. t CO₂ (GESTCO). Dabei wurde jeweils ein vollständiger Ersatz der Kohlenwasserstoffe durch CO₂ angenommen. Als konservative Abschätzung wird hiervon der GeoCapacity Wert übernommen.

Zusammenfassend wird als konservative Abschätzung eine Kapazität von rund 1 Mrd. t CO₂ verwendet.

Ein Vergleich mit den *jährlichen Emissionen* Dänemarks aus Punktquellen (28 Mio. t CO₂ in 2007, siehe Tab. 7-6) zeigt, dass die Emissionen über die nächsten 32 Jahre deponiert werden könnten.

Tab. 7-8 Vergleich von CO₂-Ablagerungsmöglichkeiten in Dänemark

Formationen	JOULE II	GESTCO	GeoCapacity
<i>Jahr</i>	<i>1996</i>	<i>2004</i>	<i>2009</i>
Aquifere	5,6 - 47	16 ^a	0,7 ^b - 2,5
<i>Effizienzfaktor (%)</i>	6	40	6
<i>Ansatz</i>	Top-down	Bottom-up	
<i>Dichte CO₂ (kg/m³)</i>	700	630	630
Ölfelder	0,13	0,628	0,203
Gasfelder	0,46		
Gesamt	6,2 - 47,6	16,6	0,9 ^b - 2,7
Werte in Gt CO ₂ , wenn nicht anders angegeben.			
^a = nur Felder > 100 Mt theoretische Kapazität			
^b = nur Felder > 100 Mt effektive Kapazität			

Quelle: eigene Zusammenstellung

Für den Einsatz als mögliche Ablagerungsorte für *Emissionen aus deutschen Punktquellen* erscheint das dänische Potenzial allerdings zu gering. Zudem liegen die Formationen weit entfernt von deutschen Industriestandorten (mehr als 800 km Entfernung vom Ruhrgebiet). Die Öl- und Gasfelder liegen weit im Westen der Nordsee und die (potenziell nicht geeignete) Thisted-Struktur im Norden Dänemarks. Der örtlich am nächsten liegende Aquifer im Grenzgebiet zu Deutschland ist für die Erdgasspeicherung reserviert (Toender).

7.6.3 Britische und norwegische Nordsee

Infrastrukturüberlegungen

Sollte CCS eine breite Unterstützung in den nordeuropäischen Ländern finden, so könnte ein Verbundnetz zum Transport von CO₂ entstehen. Unter anderen überlegen (van den Broek et al. 2009), ob die Emissionen aus den

Niederlanden, Belgien und Deutschland über mehr als 750 km von der holländischen Küste in die Utsira Formation nach Norwegen transportiert werden könnten. Die Voraussetzung dafür wäre ein europaweites Pipeline Netzwerk, dessen Kosten durch die teilnehmenden Länder finanziert werden müssten ((van den Broek et al. 2009) rechnen mit 3,5 – 10 EUR pro Tonne CO₂ je nach Szenarioentwicklung). Norwegen favorisiert eine staatliche Behörde, die eine notwendige CO₂-Pipeline betreibt und kontrolliert. Der Ansatz einer gemeinsamen Infrastruktur geht von einer ausreichenden Ablagerungskapazität in der Utsira Formation aus, die weiter unten intensiver diskutiert wird.

Abb. 7-11 zeigt einen Vorschlag für ein CO₂-Pipeline Netzwerk in Europa (Haszeldine 2009a). Demzufolge könnte eine EU-CCS-Kontinental-Pipeline eingerichtet werden, welche die CO₂-Emissionen über zwei Trassen

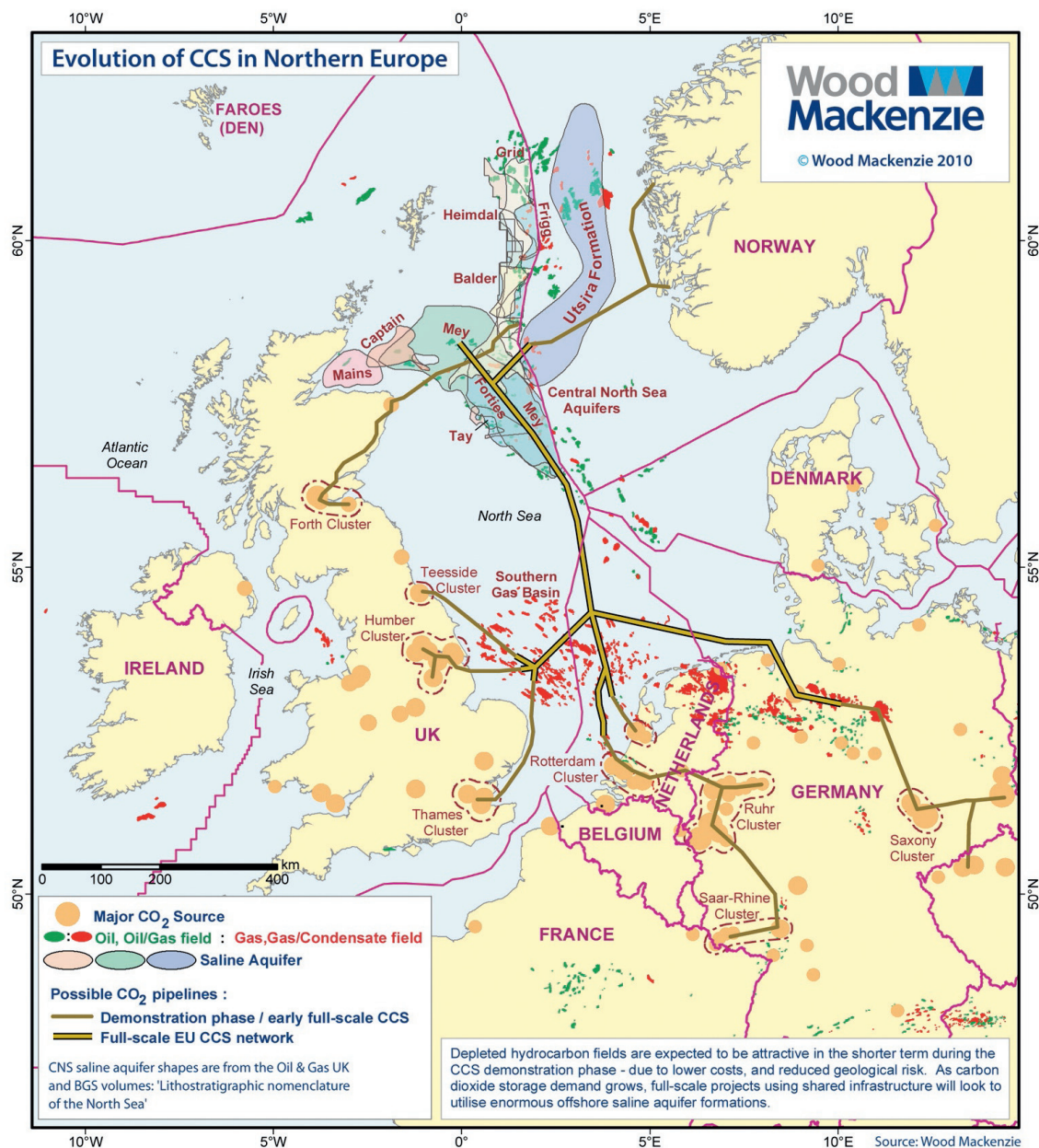


Abb. 7-11 Mögliches CO₂-Pipeline-Netz in Nordwest-Europa inklusive großer Punktquellen, Öl- und Gasfeldern und salinen Aquiferen

Quelle: Haszeldine 2009a

Richtung Nordsee führen würde. In Frage kommen zum einen die ostdeutschen und polnischen Emissionen aus großen Punktquellen, die über die Erdgasfelder Niedersachsens geführt werden. Auf der anderen Seite sieht das Konzept vor, die Emissionen des Saar- und Ruhrgebiets über die Niederlande zu britischen und holländischen Feldern zu leiten. Die beiden Stränge treffen sich in niederländischen Gewässern und führen gemeinsam Richtung Norwegen (unter anderem Utsira). Auch Großbritannien wäre an dieses Netz angeschlossen. Utsira könnte laut (Haszeldine 2009a) für die nächsten Dekaden als große paneuropäische Ablagerungsstätte eingerichtet werden und zumindest die Emissionen von Nordwest-Europa aufnehmen.

Die Infrastrukturpläne gehen von ausreichendem Ablagerungsplatz in der Nordsee aus. Mehrere Autoren nehmen in ihren Studien an, dass genügend Potenzial in Norwegen und dem Vereinigten Königreich zur Verfügung steht. Die Abschätzungen zum CO₂-Ablagerungsplatz variieren je nach Annahmen sehr stark und werden in den folgenden Abschnitten für diese beiden Nordsee-Länder intensiv diskutiert. Die Ablagerung von CO₂ könnte offshore einfacher, sicherer und eventuell sogar auch kostengünstiger ablaufen als an Land (Schrag 2009), da dort keine Menschen wohnen und die Klassifizierung und Untersuchung der Strukturen sehr vereinfacht werden könnte.

Vereinigtes Königreich von Großbritannien und Nordirland

Tiefe saline Aquifere

Die Ablagerungskapazität in tiefen salinen Aquifern wird sowohl über einen „top-down“- als auch einen „bottom-up“-Ansatz abgeschätzt. Es werden nur die geologischen Formationen unter der britischen See betrachtet, da an Land kaum Ablagerungsgegebenheiten aufzufinden sind.

1. Top-Down-Ansatz:

Die geologischen Möglichkeiten zur Ablagerung von CO₂ in der Nordsee sind vor allem in salinen Aquifern sehr vielversprechend. Der ACCSEPT-Abschlussbericht (Anderson et al. 2007) erläutert die Unterschiedlichkeit der Abschätzungen, die unter anderem im JOULE II Bericht vorgenommen wurden (van der Straaten et al. 1996). Wenn das absolute Porenvolumen aller potenziellen Reservoirs zur Lagerung verfügbar ist, ergibt sich eine theoretische Kapazität in Aquifern der britischen Nordsee von 240 Mrd. t CO₂. Diesem unbefriedigenden Ansatz stellt er eine Fallen-basierte Methodik gegenüber. Danach können nur strukturelle Fallen in den Aquifern zur CO₂-Einlagerung genutzt werden. Es ist somit nur ein Teil des Porenraumes verfügbar, woraus sich 8,6 Mrd. t effektive Kapazität (3,6 Prozent der theoretischen Kapazität) ergibt.

GESTCO berechnet die Ablagerungskapazität in den größten Aquifern von UK mit 89,4 Mrd. t CO₂ (mit Effizienzfaktor E = 40 Prozent). Eine Beschränkung auf Fallenstrukturen würde dieses CO₂-Ablagerungspotenzial im Buntsandstein der südlichen Nordsee auf 14,3 Mrd. t CO₂ reduzieren. Das bestätigt auch eine Studie von (Bentham 2006).

Der GeoCapacity Bericht geht von vergleichbaren Werten mit 14,9 Mrd. t CO₂ in allen Formationen (inklusive der Irischen See) aus. In einer groben Abschätzung wird hiervon zunächst die irische See ausgeschlossen, so dass nur die südliche Nordsee mit 14,2 Mrd. t CO₂ verbleibt. Diese Kapazität wird pauschal um 50 Prozent vermindert, um Unsicherheiten auszuschließen (zum Beispiel Lagerstätten ohne geeignete Deckschichten). Damit ergibt sich ein Potenzial zur CO₂-Ablagerung in Aquifern des Vereinigten Königreichs von 7,1 Mrd. t (siehe Tab. 7-9).

Eine weitere Abschätzung der Lagerungskapazität des britischen Buntsandsteins berechnet ein Modell von (Chadwick et al. 2009). Das Porenvolumen in geschlossenen Strukturen wird mit 110 Mrd. m³ angegeben, was zu einer Kapazität von etwa 70 Mrd. t CO₂ führt.

2. Bottom-up-Ansatz:

Die Senken für CO₂ in geeigneten salinen Aquifern der Nordsee werden vom schottischen CCS Zentrum auf 4,6 bis 46 Mrd. t CO₂ geschätzt (bei Effizienzfaktoren von 0,2 bzw. 2 Prozent) (SCCS 2009b). Diese Abschätzung der Ablagerungskapazität beruht auf zehn geeigneten Formationen, die als repräsentativ für den schottischen Bereich der Nordsee angesehen werden.

Laut BERR (Pershad und Slater 2007) bieten 292 potenzielle Senken in der gesamten Nordsee Platz für 35,5 Mrd. t CO₂. Die salinen Aquifere im UK Bereich steuern dazu den größten Teil mit 14,5 Mrd. t CO₂ bei. Betrachtet man nur Strukturen größer 100 Mio. t, bleiben noch 67 Strukturen übrig.

Damit würde sich wiederum die von GESTCO abgeschätzte theoretische Kapazität von 89,4 Mrd. t (siehe oben) auf 86,4 Mrd. t CO₂ reduzieren, woraus sich eine effektive Ablagerungskapazität von 13,8 Mrd. (anstatt 14,3 Mrd.) t CO₂ ergibt.

Der britische Geologische Dienst (BGS) sieht die für die salinen Aquifere in UK vorliegende Kapazitätsabschätzung als noch nicht genügend bearbeitet an (Holloway 2009). Als quantitative Angabe werden „mehrere Milliarden Tonnen CO₂“ genannt. Die existierenden Studien berücksichtigten zwar das Porenvolumen und die Sättigung von CO₂ in geschlossenen Formationen, vernachlässigten aber den potenziell limitierenden Faktor der regionalen Druckausbreitung. Dies sei insbesondere beim Upscaling innerhalb des bottom-up-Ansatzes relevant, da dort von einer bestimmten Anzahl kleinerer Strukturen auf eine Gesamtkapazität geschlossen wird. Vor allem der Porendruck spiele eine entscheidende Rolle, sollten die angedachten großen Mengen an CO₂ injiziert werden. Die Injektion in einen Aquifer beeinflusse auch das Druckregime in benachbarten Lagerstätten, könne dadurch das dortige Potenzial senken und führe somit zur Überschätzung der gesamten Ablagerungskapazitäten.

(Haszeldine 2009b) erwähnt, dass die Ablagerungskapazität durch die ineffiziente Migration des CO₂ im Reservoir reduziert werde. Die Beschränkung auf Fallenstrukturen wird als sinnvoll erachtet, da sich das Treibhausgas in offenen Formationen während einer 30-jährigen Injektions-

Tab. 7-9 Vergleich der CO₂-Ablagerungskapazitäten im Vereinigten Königreich von Großbritannien und Nordirland (UK)

Formation	JOULE II	GESTCO	Bentham	BERR	GeoCapacity	Holloway	SCCS
Jahr	1996	2004	2006	2007	2009	2009	2009
Aquifere ^b	8,6 - 240	14,7 ^a	14,3	14,5	7,1	?	4,6 - 46
Effizienzfaktor (%)	6	40	–	–	40	–	0,2 - 2
Ansatz	Top-down	Top-down	Bottom-up	Bottom-up	Top-down	Bottom-up	Bottom-up
Dichte CO ₂ (kg/m ³)	700	634	–	–	–	–	–
Ölfelder	2,6	10,5	–	4,2	1,2 - 3,5	1,2 - 3,5	> 1
Gasfelder	4,9	–	2,8	6	6,1	6,1	–
Sweep efficiency (%)	100	–	–	–	65 - 90	65 - 90	–
Gesamt ^c	16,1	25,2	17,1	24,7	14,4 - 16,7	> 7,3	> 5,6
Werte in Gt CO ₂ , wenn nicht anders angegeben. BERR = (Pershad und Slater 2007) – = keine Angabe ^a = eine Beschränkung auf Strukturen > 100 Mt theoretische Kapazität reduziert dies auf 13,8 Gt CO ₂ ^b = (Chadwick et al. 2009): 70 Gt CO ₂ in salinen Aquiferen ^c = (Haszeldine 2009b): insgesamt 150 Gt CO ₂							

Quelle: eigene Zusammenstellung

periode über mehrere Zehnerkilometer weit ausbreiten könnte und somit die Beobachtungskosten extrem ansteigen lassen würde.

Aufgrund dieser Unsicherheit spricht sich (Holloway 2009) dagegen aus, theoretische Ablagerungskapazitäten zu nennen, die einer genaueren Prüfung nicht standhalten. Stattdessen sollten nur die wirklich untersuchten Reservoirs mit geeigneten geologischen Eigenschaften in die Gesamtkapazität eingehen. Allerdings zeigen selbst konservative Abschätzungen, dass genügend CO₂-Lagerkapazität existiert, um CCS betreiben zu können (Anderson et al. 2007).

Tab. 7-9 vergleicht die wichtigsten Ergebnisse der Top-down- und Bottom-Up Ansätze.

Erdgas- und Erdölfelder

Die berechneten CO₂-Ablagerungskapazitäten in Kohlenwasserstofffeldern schwanken nicht so erheblich wie die Berechnungen zu salinen Aquiferen, da sie auf einer sichereren Datengrundlage beruhen. Die Lagermöglichkeiten für CO₂ in Öl- oder Gasfeldern an Land werden ausgeschlossen, da sie zu klein sind (Pershad und Slater 2007, Holloway 2009).

Im JOULE II Bericht wurde das offshore Potenzial in Gasfeldern mit 4,9 Mrd. t CO₂ vermutet. Vor allem der triassische Sherwood Sandstein 1 liefert ein enormes Potenzial. (Holloway 2009) gibt die CO₂-Lagerungskapazität in Erdgasfeldern des britischen Kontinentalschelfs mit 1,2 – 3,5 Mrd. t CO₂ an. Die Abschätzung von (Bentham 2006) und (Christensen und Holloway 2004) liegen mit 2,8 bzw. 3,1 Mrd. t CO₂ ebenfalls in diesem Bereich.

Erdölfelder leisten nach JOULE II einen Beitrag von 2,6 Mrd. t CO₂ (van der Straaten et al. 1996). Laut (Holloway 2009) können dort hingegen bis zu 6,1 Mrd. t CO₂ gelagert werden. Sollten vor der Ablagerung CO₂-EOR Projekte betrieben werden, würden davon jedoch knapp 60 Ölfelder wegfallen (Pershad und Slater 2007). Nach Ende der tertiären Förderung könnten diese allerdings auch zur CO₂-Deponierung genutzt werden.

Das Potenzial in Kohlenwasserstofffeldern entspricht zusammen genommen 7,3 Mrd. t CO₂ (GeoCapacity) bzw. 7,5 Mrd. t (JOULE II). Das Ergebnis aus GeoCapacity beruht auf der Annahme, dass CO₂ nur in Felder größer 50 Mio. t eingelagert werden kann. Dadurch reduziert sich die Kapazität von 9,6 Mrd. t auf 7,3 Mrd. t CO₂.

Diese Beschränkung wird auch von (SCCS 2009b) angesetzt. Von 200 Kohlenwasserstofffeldern in der schottischen Nordsee sind danach nur 29 geeignet für eine CO₂-Injektion. Die sechs aussichtsreichsten Formationen liefern eine Kapazität von je 300 bis 1.000 Mio. t. Allerdings endet die Produktion für manche Felder voraussichtlich erst 2020 oder 2030. Die rechtzeitige Verfügbarkeit muss deshalb mitbedacht werden. Die Erdölfelder werden eher für CO₂-EOR genutzt als zur „einfachen“ Ablagerung von CO₂. Das Brent Ölfeld bietet jedoch eine hohe Kapazität von 450 Mio. t CO₂ und könnte deshalb auch zu einem Ablagerungsort deklariert werden (SCCS 2009b).

Gesamtkapazität

Insgesamt ergibt sich somit bei GESTCO eine theoretische CO₂-Ablagerungskapazität für die südliche Nordsee von 17,4 Mrd. t CO₂. Inklusive der anderen Nordseebereiche wird eine Gesamtkapazität von etwa 25 Mrd. t CO₂ ermittelt, die in der gleichen Größenordnung auch von BERR abgeschätzt wird. Vorsichtiger sind hingegen JOULE II

mit etwa 16 Mrd. t CO₂ und (Bentham 2006) mit etwa 17 Mrd. t CO₂ Gesamtkapazität. Der konservative Ansatz von GeoCapacity kommt nur auf 14,4 Mrd. t CO₂, wobei der größte Anteil davon in der südlichen Nordsee zu finden ist. Unterschiede zwischen dem Top-down- und dem Bottom-up-Ansatz sind nicht zu erkennen, da bei beiden Methoden eine ähnliche Spannbreite abgedeckt wird.¹⁰¹

Als konservative Abschätzung wird der Ansatz von GeoCapacity mit einer Ablagerungskapazität von rund 15 Mrd. t CO₂ in der britischen Nordsee verwendet.

Abgleich mit Emissionen und Schlussfolgerung

Die Emissionen aus großen Punktquellen des Vereinigten Königreichs beziffern sich auf gegenwärtig etwa 260 Mio. t CO₂ pro Jahr (siehe Tab. 7-6). Die konservativ abgeschätzte Kapazität von 15 Mrd. t CO₂ wäre groß genug, um diese Emissionen über 60 Jahre einzulagern. Bei einer 40-jährigen Nutzungsdauer würden nur 10,4 Mrd. t benötigt, der Rest könnte für fremde Emissionen aus anderen Europäischen Ländern genutzt werden. (Haszeldine 2009a) spricht sich in diesem Zusammenhang dafür aus, die vorhandenen Kapazitäten gegen eine Gebühr anderen EU-Ländern zur Verfügung zu stellen. Er schlägt einen Preis von 10 Britischen Pfund pro Tonne CO₂ vor (derzeit etwa 13 EUR/t CO₂).

Norwegen

Das norwegische Festland ist ein uralter kristalliner Kontinent und bietet keinerlei Möglichkeit zur CO₂-Ablagerung. Ganz anders sieht dagegen der offshore Bereich aus, wo sich mehrere Becken in der Nordsee befinden: der Viking-Graben, der Zentralgraben und das Norwegisch-Dänische Becken.

Aquifere

1. Top-Down-Ansatz:

Mehrere Forschungsarbeiten haben die CO₂-Ablagerungskapazität in den salinen Aquiferen der norwegischen Nordsee abgeschätzt (Tab. 7-10). JOULE II ermittelt ein Potenzial von 476 Mrd. t, wenn die Einlagerung nicht auf Fallen beschränkt wird. Werden hingegen nur geschlossene Strukturen zur Einlagerung erlaubt, ergibt sich eine Kapazität von 10,8 Mrd. t CO₂.

GESTCO (2004) reduziert die Abschätzung für den gesamten norwegischen Porenraum in Aquiferen auf 280 Mrd. t CO₂ (E = 6 Prozent für offene und 2 Prozent für geschlossene Aquifere). Dies entspricht einem Ablagerungspotenzial in Fallen von etwa 12,9 Mrd. t CO₂, wenn für alle Strukturen ein Effizienzfaktor von 4 Prozent und ein

3 prozentiger Fallenanteil angenommen wird. Die gleiche Methodik wurde auch im JOULE II Bericht angewandt. Die Unterschiede zwischen den Berichten beziehen sich hierbei auf die Variation der anderen Parameter.

2. Bottom-up-Ansatz:

Im GESTCO-Bericht wird jedoch auch eine Analyse der einzelnen Formationen durchgeführt. Es bleibt unklar, warum auch Strukturen (in Höhe von 760 Mio. t CO₂) in die Berechnung einbezogen werden, die als eventuell ungeeignet eingestuft werden. Auch wird keine Mindestgröße für die Felder berücksichtigt, wie es noch für die UK (Pershad und Slater 2007) und Dänemark (GESTCO) der Fall war. Müssten die norwegischen Strukturen ebenso eine Mindestmenge von 100 Mio. t CO₂ effektive Kapazität aufnehmen können, so würden weitere 540 Mio. t CO₂-Lagerungskapazität ausgeschlossen. Das Aquiferpotenzial reduzierte sich somit auf 11,6 Mrd. t CO₂. Es sollte ebenfalls erwähnt werden, dass für über die Hälfte der Strukturen keine ausreichenden Kenntnisse der Geologie vorliegen. Dies ist jedoch in den meisten Abschätzungen der Fall und kann nur durch Feldstudien behoben werden.

Die GeoCapacity-Untersuchung (Vangkilde-Pedersen et al. 2009) bezieht sich auf die GESTCO Daten und liefert keine neue Berechnung. Sie wird dort allerdings mit 26 Mrd. t CO₂ beziffert.

Exemplarisch werden nun die beschriebenen Schwankungen in den Abschätzungen an der Utsira Formation dargestellt, die eventuell für viele Jahre Ziel einer paneuropäischen CO₂-Pipeline-Infrastruktur werden könnte.

Exkurs Utsira-Formation

Eine häufig diskutierte geologische Formation ist Utsira in der norwegischen Nordsee (siehe Abb. 7-11, mittig oben). Sie bietet hervorragende Permeabilitäts- und Porositätswerte, die eine Einspeisung von CO₂ möglich machen.

Seit 1996 wird am Sleipner West Gasfeld bei der Erdgasförderung etwa 1 Mio. t CO₂ pro Jahr offshore abgetrennt und unterirdisch in die Utsira Formation zwischen zwei Erdgasfeldern eingebracht. Dies ist nötig, da das geförderte Erdgas einen CO₂-Gehalt von 4 – 9,5 Prozent enthält. Es muss deshalb vor dem Verkauf gereinigt werden (Moniz 2008). Primäres Anliegen dieser CO₂-Injektion ist das Einsparen der norwegischen CO₂-Steuer für die entstehenden Emissionen, die fast drei Prozent des gesamten Landes ausmachen. Die Injektion findet in ein Sandsteinreservoir statt, das 150 bis 200 m mächtig ist und in einer Tiefe von 800 – 1.000 m liegt. Die Lagerung geringer Mengen funktioniert dort bislang reibungslos.

Laut (Riis 2007) könnten die gesamten Emissionen Europas der nächsten 500 Jahre in der Utsira Formation deponiert werden. Die Formation kann demnach 600 Mrd. t CO₂ fassen (Christensen 2007). (ZEP 2006) gibt an, dass jährlich 2 Mrd. t CO₂ in Utsira injiziert werden könnten, was bei diesem hohen Potenzial für 200 – 300 Jahre Emissionseinlagerung reichen würde.

¹⁰¹ Von ganz anderen Ablagerungsmöglichkeiten geht (Haszeldine 2009b) aus, ohne genauer die Berechnungsgrundlagen darzustellen: Es sei genug Platz in der Nordsee vorhanden, um die Emissionen Nordwest-Europas der kommenden 100 Jahre zu deponieren. Unter britischen Wässern könnten 150 Gt CO₂ in salinen Aquiferen und ausgeförderten Öl- und Gasfeldern eingelagert werden.

Tab. 7-10 Vergleich von CO₂-Ablagerungskapazitäten in Norwegen

Formation	JOULE II	GESTCO ^a	GeoCapacity
<i>Jahr</i>	<i>1996</i>	<i>2004</i>	<i>2009</i>
Aquifere	10,8 - 476	12,9 ^b - 280	26,0
Effizienzfaktor (%)	4	4	–
Ansatz	Top-down	Top-down/Bottom-up	Bottom-up
Dichte CO ₂ (kg/m ³)	623 - 769	769	–
Ölfelder	3,1	3,4	3,2
Gasfelder	7,2	9,2	
Gesamt	21 – 486	25 - 289	29,2
Werte in Gt CO ₂ , wenn nicht anders angegeben. – = keine Angabe ^a = BERR (Pershad und Slater 2007) übernimmt diese Ergebnisse ^b = eine Beschränkung auf Strukturen > 100 Mt reduziert die Kapazität auf 11,6 Gt			

Quelle: eigene Zusammenstellung

Diese Zahlen geben jedoch nur die theoretische Kapazität wieder, die durch einen vollkommenen Austausch des Formationswassers im Porenraum durch CO₂ verwirklicht werden könnte. Eine sichere Ablagerung wird erst durch die Injektion in Fallenstrukturen erreicht und berücksichtigt über einen Effizienzfaktor den Druckanstieg in der Formation (van der Meer und Yavuz 2009).

JOULE II (1996) hat die effektive Ablagerungskapazität der Utsira Formation auf nur 50 Mrd. t CO₂ geschätzt unter der Voraussetzung, dass der gesamte Aquifer zur Verfügung steht. Die Berechnung wurde nach Gleichung 7.1 (Abschnitt 7.4.1) mit einem Porenvolumen von 1.092 km³, einer CO₂ Dichte von 769 kg/m³ und einem Effizienzfaktor von 6 Prozent durchgeführt. Würden nur geschlossene Strukturen zur Ablagerung genutzt werden, die 3 Prozent des Volumens ausmachen, reduzierte sich die Kapazität auf 1 Mrd. t CO₂, da dann ein Effizienzfaktor von 4 Prozent zum Tragen käme.

Im GESTCO-Projekt (2004) wurde das Porenvolumen um zehn Prozent geringer abgeschätzt (919 m³), die restlichen Annahmen jedoch beibehalten. Damit könnte der gesamte Utsira Aquifer etwa 42 Mrd. t CO₂ aufnehmen. Wenn die in dem Bericht als sinnvoll erachtete Beschränkung auf Fallenstrukturen (3 Prozent) vorgegeben würde (E = 4 Prozent), bliebe hingegen nur noch Platz für 0,85 Mrd. t CO₂.

Wenn kleinere Aquifere betrachtet werden (Fläche kleiner 4.000 km²), ergeben sich nach (SCCS 2009b) geringere Effizienzfaktoren von 0,2 – 2 Prozent, je nachdem ob dynamisch oder statisch gerechnet wurde. Bei dynamischen Berechnungen wird die Heterogenität eines Reservoirs berücksichtigt (E = 0,56 Prozent) bzw. ein maximaler Druckanstieg definiert (E = 0,2 Prozent). Statische Analysen liefern dagegen höhere Werte von bis zu 2 Prozent. Solch geringe Effizienzfaktoren würden die oben genannten Abschätzung noch weiter nach unten korrigieren.

Dies wird durch (Thibeau 2009) unterstützt, der einen konservativen Effizienzfaktor für Aquifere in der Nordsee mit 1,4 Prozent angibt (beruhend auf Gleichung 7.4).

(Lindeberg et al. 2009) berücksichtigen in ihren Reservoir-Modellen einen Effizienzfaktor von 7 Prozent, der zu einer Ablagerungskapazität von 40 Mrd. t CO₂ im Porenraum führt. Dabei wird jedoch eine Druckerhöhung durch die Förderung von Wasser aus der Formation ausgeglichen. Eine Injektion von 150 Mio. t CO₂/a müsste mit einer Förderung von etwa 160 Mio. t Formationswasser (3 Prozent Salzgehalt) pro Jahr ausgeglichen werden, um die Sicherheit der Ablagerung nicht zu gefährden. Dieses Wasser müsste direkt in die Nordsee eingeleitet werden. Dabei gilt es zu beurteilen, ob die Injektion von mehr als 40 Mrd. t Salzwasser im Laufe der Jahre zu ökologischen Problemen führen könnte, sollte die gesamte Kapazität genutzt werden. Da jährlich eine viel größere Menge an Frischwasser dem Meer durch Flüsse zugeführt wird (296 bis 354 km³), sollte das Gleichgewicht nicht gestört werden. Durch lokal hohe Salzkonzentrationen könnten sich allerdings vor Ort Probleme ergeben. (Lindeberg et al. 2009 und Schrag 2009) halten diese Injektion für nicht problematisch, da bei der Ölförderung auch große Mengen (sogar verunreinigtes) Salzwasser den Weltmeeren zugeführt werden (siehe Abschnitt 7.5.3).

(Nooner et al. 2007) sehen die Dichte von CO₂ als eine der größten Unsicherheiten in der Abschätzung der CO₂-Masse an, die in den Untergrund injiziert werden kann. Durch erhöhte Temperatursensitivität in der Utsira Formation wird eine Dichte von 530 kg/m³ als passend bezeichnet (anstatt bisher angenommenen 769 kg/m³). Die Verunreinigungen des injizierten CO₂ bewegen sich in erheblicher Größenordnung (1,7 Prozent), wodurch sich die Dichte zusätzlich reduzieren könnte. Dieser Aspekt wurde jedoch nicht berücksichtigt. Die geringere Dichte von CO₂ würde die effektive Kapazitätsabschätzungen in Fallen von 848 Mio. t (GESTCO) auf 584 Mio. t CO₂ noch einmal reduzieren.

Tab. 7-11 CO₂-Ablagerungskapazitäten in Utsira

	Einheit	JOULE II 1996	GESTCO 2004	Lindeberg 2009	Nooner 2007
Fläche	km ²	32.000	25.000	25.000	-
Mächtigkeit	km	0,15	0,15	-	-
net-to-gross	%	65	70	-	-
Porosität	%	35	35	-	-
Porenvolumen	km ³	1.092	919	-	919
Dichte CO ₂	kg/m ³	769	769	-	530
Fallenanteil	%	3	3	-	3
Effizienzfaktor	%	4	4	7	4
Gesamtkapazität in Fallen	Mt CO ₂	1.008	848	40.000 ^a	584
– = keine Angabe					
^a = Bedingung: Förderung von Formationswasser in derselben Größenordnung					

Quelle: eigene Zusammenstellung

(Haugan 2009) sieht in der CCS Technologie noch große Unsicherheiten. Es bestehe die Gefahr, dass es während oder nach der Injektion von CO₂ zu Leckage komme und die Beobachtung nur unzureichend erfolge. Ein Beispiel für solch fehlende Erkenntnisse bietet das Tordisfeld im Norden des Sleipner Feldes. Dort wird bei der Erdölförderung verunreinigtes Wasser in bzw. unter die Utsira Formation gepumpt. Im Mai 2008 wurde zu viel Wasser unter zu hohem Druck injiziert, was zu einer Riss- bzw. Spaltbildung mit einer Länge von 30 – 40 m und ca. 7 m Tiefe geführt hat. Daraufhin trat ölhaltiges Wasser aus der Formation in die Nordsee aus. Untersuchungen von Statoil und dem norwegischen Petroleum Direktorat (NPD) haben ergeben, dass sich beim Tordisfeld nur noch Ausläufer der Utsira-Formation befinden bzw. diese Sedimentdecke gar nicht mehr vorliegt und dies die Ursache für die Probleme war. Dieser Vorfall könne laut (NPD 2009) jedoch nicht dafür genutzt werden, der Utsira Formation die Eignung als CO₂-Ablagerungsstätte abzuspüren, wie es in (Bjureby et al. 2009) geäußert wurde. Der Vorgang sollte jedoch trotzdem alarmieren, da das Monitoring nicht rechtzeitig den Austritt aufgezeichnet hat.

Aus Tab. 7-11 wird für die Utsira-Formation die Abschätzung von JOULE II mit einer Ablagerungskapazität von rund 1 Mrd. t CO₂ als konservative Abschätzung übernommen.

Erdgas- und Erdölfelder

Die Erdgas- und Erdölfelder werden in GeoCapacity mit 3,2 Mrd. t CO₂-Potenzial ausgewiesen, obwohl die Berechnung auf der gleichen Datengrundlage wie bei GESTCO beruht. Dort wurden noch 12,6 Mrd. t CO₂ (mit einem Austausch von 100 Prozent der Kohlenwasserstoffe) kalkuliert (Schuppers et al. 2003). Davon befinden sich etwas mehr als 10 Mrd. t in Feldern mit einer Kapazität größer 100 Mio. t

CO₂. Norwegen befindet sich jedoch in der ökonomisch vielversprechenden Situation, dass viele dieser Felder noch nicht ausgebeutet sind und die zeitliche Verfügbarkeit in Einklang mit dem bereitgestellten Mengen an abgetrennten CO₂-Emissionen gebracht werden muss. Allerdings wurde das Fördermaximum bereits im Jahr 2001 überschritten (Schindler und Zittel 2008). In Kapitel 7.8 wird im Zusammenhang mit Enhanced Oil Recovery auf die Zeitaspekte der Erdölförderung genauer eingegangen.

Gesamtkapazität

Die Berechnung am Beispiel der Utsira Formation verdeutlicht, dass die enormen Zahlen zum gesamten Ablagerungspotenzial für Norwegen von bis zu 486 Mrd. t (GESTCO) sehr wahrscheinlich überschätzt sind und tatsächlich viel weniger Platz zur Einlagerung von CO₂ besteht. Eine Reduktion der Kapazitäten in Utsira (konservative Schätzung von 1 Mrd. t CO₂) und anderen salinen Aquiferen reduziert das Gesamtpotenzial auf 21 – 29 Mrd. t, was als sehr viel realistischer angesehen werden kann.

Als konservative effektive Kapazität kann demnach die Abschätzung von 21 Mrd. t CO₂ bezeichnet werden.

Ableich mit Emissionen und Schlussfolgerung

Norwegen hat nur sehr geringe Emissionen von 28 Mio. t CO₂/a (vergleiche Tab. 7-6). Dies zeigt, dass selbst die konservative Abschätzung weit über die benötigten Senken hinausgeht. Nähme man die Zahlen des GeoCapacity Berichts (29 Mrd. t), die einem Viertel der gesamten CO₂-Ablagerungskapazität in Europa entsprechen, so könnten die norwegischen Emissionen über 1.000 Jahre gelagert werden.

Dies verdeutlicht, dass ein europäisches Pipeline-System die norwegischen Ablagerungsstätten potenziell nutzen

könnte, selbst wenn Utsira aller Voraussicht nach nicht die großen Mengen CO₂ aufnehmen kann. Dem entgegen steht die „passende“ Kapazitätsberechnung der (IEA GHG 2009a). Sie beziffert diese auf weniger als 11 Mrd. t CO₂, die bis 2050 für die gesamte Nordsee zur Verfügung stehen.

7.6.4 Restliches Europa

Wie in der Einleitung bereits erwähnt, spielen für Deutschland nur die direkten Nachbarländer eine Rolle für den möglichen CO₂-Export. Hier werden die Ablagerungskapazitäten weiterer Länder deshalb nur kurz dargestellt (Tab. 7-6).

Italien

Die Geologie Italiens ist sehr stark durch die Alpenentstehung beeinflusst worden und beherbergt zwei große Sedimentbecken, in denen potenziell CO₂ in *salinen Aquiferen* abgelagert werden könnte. Dies sind die mesozoischen Karbonate der Toskana und die Miozän-Quartär Sedimente im Po-Tal. Eine Kapazität von 0,45 Mrd. t CO₂ (JOULE II) – 4,7 Mrd. t CO₂ (GeoCapacity) scheint möglich.

Die *Erdöl- und Erdgasfelder* sind weit verteilt und bilden eine Kapazität von 1,8 Mrd. t CO₂ nach JOULE II. Diese Zahl wurde von GeoCapacity bestätigt.

Insgesamt können somit bis zu 6,5 Mrd. t CO₂ injiziert werden (GeoCapacity). Im Vergleich zu den geringen *jährlichen Emissionen* aus großen Punktquellen von 140 Mio. t CO₂ könnte diese Kapazität für viele Jahre ausreichen. Die starke seismische Aktivität Italiens sollte jedoch bei allen Prozessschritten der CCS-Kette berücksichtigt werden und könnte das nutzbare Potenzial und die Transportwege einschränken. Auch der Transport von deutschem CO₂ über die Alpen zu geeigneten Ablagerungsstrukturen scheint aus Gründen der Sicherheit und der Entfernung nicht praktikabel.

Spanien

In Spanien gibt es beträchtliches Ablagerungspotenzial, speziell im Duero Becken in Nordspanien. Dort wurde von (Hurtado et al. 2008) eine Ablagerungskapazität in *salinen Aquiferen* zwischen 1,67 und 11,96 Mrd. t CO₂ errechnet. Ein weiteres wichtiges Becken zur potenziellen Ablagerung von CO₂ ist das Ebro-Becken (Prado et al. 2008).

JOULE II erweitert diese Liste mit dem Cuenca-Albacete Becken und dem Randgebiet der Pyrenäen. Eine geeignete Abschätzung auf europäischer Ebene wurde aber erst im GeoCapacity Bericht erreicht, wo eine Kapazität zur CO₂-Deponierung in salinen Aquiferen von etwa 14 Mrd. t berechnet wurde. Die *Kohlenwasserstofffelder* hingegen bieten nur untergeordnete Kapazitäten im niedrigen Bereich.

Mit den *ermittelten Kapazitäten* von 14 Mrd. t CO₂ gehört Spanien zu den Ländern mit der größten CO₂-Ablagerungskapazität in Europa. Ein Abgleich mit den *Emissionen aus großen Punktquellen* (160 Mio. t CO₂/a) zeigt, dass die

Ablagerungsmöglichkeiten den Quellen deutlich überwiegen und somit die einheimischen Emissionen über Jahrzehnte injiziert werden könnten. Dieses hohe geologische Potenzial könnte Spanien nutzen, um Emissionen aus anderen Ländern gegen eine Gebühr zu importieren. Dieses Vorhaben wird jedoch durch die geographische Lage eingeschränkt, da die iberische Halbinsel am Rande Europas liegt und beispielsweise von Deutschland mehr als 1.500 km entfernt ist. Dadurch entfällt Spanien als möglicher Abnehmer für deutsches CO₂.

(Süd-)Osteuropa

Im GeoCapacity Bericht wurden erstmals die CO₂-Lagerkapazitäten für mehrere ost- bzw. südosteuropäische Länder abgeschätzt und unterliegen entsprechend starken Unsicherheiten. Es ist trotzdem festzustellen, dass CCS für einige der untersuchten Länder eine Option sein könnte, die nationalen Emissionen zu reduzieren, da theoretisch genügend Lagerplatz zur Verfügung zu stehen scheint. Dies gilt für *Bulgarien* (2,1 Mrd. t CO₂), *Kroatien* (2,9 Mrd. t CO₂), *Rumänien* (9,0 Mrd. t CO₂) und die *Slowakei* (1,7 Mrd. t CO₂) bei Emissionen von 5 – 67 Mio. t CO₂/a.

Weitere Länder mit wenig bzw. keinen Ablagerungskapazitäten

Es gibt viele Länder in Europa, die wenig bzw. keine Einlagerungskapazitäten für CO₂ haben. Dazu zählen kleine Länder wie *Luxemburg*, die wegen des metamorphen Untergrunds im Norden und den flachen Sedimenten im Südwesten kein CO₂ einlagern können, genauso wie seismisch sehr aktive Zonen in Südosteuropa wie *Griechenland* oder *Albanien*.

Griechenland bietet sehr geringes Ablagerungspotenzial, da durch die Alpenorogenese der geologische Untergrund sehr stark überprägt, gefaltet und verschoben wurde. Auch die entstandene Molasse bietet keine wirklich ausgeprägten Aquifere. Seismische Aktivitäten schließen viele Gebiete aus Sicherheitsgründen generell aus. Trotzdem gibt es Schätzungen, die das Potenzial auf bis zu 2,2 Mrd. t beziffern. Davon macht die offshore Prinos Struktur mehr als die Hälfte aus (GESTCO). GeoCapacity widerspricht dem und beziffert die Ablagerungskapazität auf insgesamt nur 250 Mio. t CO₂, was zu wenig wäre, um wirklich über den Aufbau einer CCS Infrastruktur nachzudenken. Das gleiche gilt für Albanien, wo in GeoCapacity eine Kapazität von 130 Mio. t CO₂ berechnet wurde, und *Bosnien-Herzegowina* mit knapp 200 Mio. t CO₂.

Die Ablagerungskapazität für CO₂ in *Belgien* ist äußerst gering, wenn nicht vernachlässigbar. Das London-Brabanter Massiv bestimmt den größten Teil des Landes und des Meeresraumes. Diese metamorphen Gesteine weisen keine Porosität auf und erfüllen somit keine Voraussetzungen zur CO₂-Einlagerung. Im nordöstlichen Rand des Massivs befinden sich jedoch auch Sedimentschichten, die eventuell zur CO₂-Ablagerung genutzt werden können. Im JOULE II Bericht konnte die Ablagerungskapazität wegen fehlender Daten nicht abgeschätzt werden. In neueren Studien wird die Kapazität in salinen Aquiferen auf 100 Mio. t (GESTCO) bis 200 Mio. t CO₂ (GeoCapacity) geschätzt. Umstritten sind die Ablagerungsmöglichkeiten

in Kohleflözen. Während GESTCO noch ein Potenzial von 432 Mio. t erwähnt, wird es in GeoCapacity nicht mehr angegeben.

Die *Republik Irland* könnte insgesamt nur 160 Mio. t CO₂ in offshore Gasfeldern einlagern, wodurch dort CCS im Gegensatz zum großen Nachbar UK keine Rolle spielen dürfte. *Portugal* weist kleine Sedimentbecken auf, denen aber geeignete Deckschichten fehlen. Dort könnte jedoch offshore eine CO₂-Injektion in geringem Maße möglich sein. Da das lusitanische Land keine Kohlenwasserstoffe gewinnt, fällt diese Option der CO₂-Einlagerung komplett weg.

Weitere vernachlässigbare CO₂-Lagerkapazitäten bieten die baltischen Staaten *Estland*, *Lettland* und *Litauen* (Shogenova et al. 2009) sowie *Mazedonien*, *Ungarn* und *Slowenien*.

7.6.5 Schlussfolgerungen aus der Analyse für Europa

Zur Abschätzung des CO₂-Ablagerungspotenzials in Europa wurden bereits vorliegende Veröffentlichungen ausgewertet und deren zentrale Annahmen zusammen gestellt. Danach sind die Kapazitäten in Europa sehr ungleich verteilt. Insgesamt ist je nach Annahme der Studien 60 bis 800 Mrd. t CO₂-Ablagerungspotenzial verfügbar. Relevant für Deutschland sind vor allem die Potenziale der Anrainerstaaten und der Nordsee.

Da im Rahmen dieser Studie keine eigenen, vorsichtigen Abschätzungen wie im Falle von Deutschland durchgeführt werden konnten, wurden stattdessen jeweils die konservativen Abschätzungen der verwendeten Studien ausgewählt. Diese wurden im Einzelfall um eigene Analysen ergänzt. Aus diesen Abschätzungen ergibt sich eine effektive Ablagerungskapazität von 44 Mrd. t CO₂ für die „Nachbarstaaten“ Deutschlands: Niederlande, Frankreich, Dänemark, das Vereinigte Königreich, Norwegen und Polen (siehe Tab. 7-12). Den größten Anteil hieran weist Norwegen mit 21 Mrd. t CO₂ (48 Prozent) auf, gefolgt vom

Vereinigten Königreich mit 15 Mrd. t CO₂ (34 Prozent). Die anderen betrachteten Länder haben nur geringe Potenziale zur Verfügung.

In der Ablagerungskapazität von Norwegen ist die Utsira Formation mit 1 Mrd. t CO₂ enthalten. Diese konservative Abschätzung berücksichtigt eine effektive Kapazität mit einem Effizienzfaktor von vier Prozent und eine Ablagerung nur in geschlossene Strukturen.

Nimmt man die konservative Schätzung für Deutschland aus Kapitel 7.5 hinzu, beläuft sich die Gesamtsumme auf 49 Mrd. t CO₂. Im Vergleich mit den kumulierten Emissionen der analysierten Länder über 40 Jahre (47,6 Mrd. t CO₂) ergibt sich somit ein nahezu ausgeglichenes Verhältnis. Das Potenzial müsste also fast komplett zur CO₂-Einlagerung ausgeschöpft werden, um die gesamten CO₂-Emissionen zu vermeiden.

Dieser vereinfachte Vergleich lässt jedoch mehrere Schwierigkeiten außen vor:

- Noch nicht einkalkuliert in der durchgeführten Abschätzung ist der durch die CO₂-Abscheidung verursachte *Mehrbedarf* an Energie sowie die *CO₂-Abscheiderate*. Setzt man hierfür 30 bzw. 90 Prozent an, ergibt sich eine Steigerung der abzuscheidenden und zu lagernden Emissionen um 17 Prozent.
- Die aufgelisteten Kapazitäten sind *effektiv*, das heißt der nötige geographische Abgleich von Quellen und Senken würde dieses Potenzial noch verringern.
- Bei dem Vergleich wurde davon ausgegangen, dass die komplette Menge an Emissionen eingelagert werden könnte, was bei näherer Betrachtung möglicher Injektionsraten eine sehr optimistische Annahme ist.
- Ebenso sollte ein notwendiges *Pipeline-Netzwerk* auf Machbarkeit und Kosten überprüft werden (Länderstudien über die Kosten eines CO₂-Transports sehen meist nur einen Transport innerhalb des eigenen Lands vor).

Tab. 7-12 Übersicht der konservativen Kapazitätsabschätzungen zur CO₂-Ablagerung der deutschen Nachbarländer im Vergleich mit den Emissionen aus großen Punktquellen

	Einheit	Niederlande	Frankreich	Dänemark	UK ^c	Norwegen ^c	Polen	Summe Ausland	Deutschland ^d	Gesamt
Emissionen ^a	Mt/a	92	131	28	258	28	188	725	465	1.190
Emissionen in 40 Jahren	Gt	3,7	5,2	1,1	10,3	1,1	7,5	28,9	18,6	47,6
Konservative Ablagerungskapazität	Gt	3	1	1	15	21 ^b	3	44	5	49
Rest	Gt	-0,7	-4,2	-0,1	4,7	19,9	-4,5	15,1	-13,6	1,4

^a = Emissionen aus großen Punktquellen von Kraftwerken und Industrie (> 0,1 Mt CO₂/a)
^b = inklusive Utsira mit etwa 1 Gt CO₂
^c = nur offshore
^d = Der Unterschied zu den in Abschnitt 7.5.6 angegebenen Emissionen erklärt sich dadurch, dass dort nur Quellen mit Emissionen größer 1 Mio. t/a berücksichtigt wurden.

Quelle: eigene Zusammenstellung

- Ein solcher Ansatz wäre zudem eine *zentralistische Lösung*, da die meisten Kapazitäten in der Nordsee liegen, was eine große Abhängigkeit von nur einer gebündelten Haupt-Pipeline-Route bedeutet. Es ist davon auszugehen, dass wirtschaftliche Fragestellungen neben der gesellschaftlichen Akzeptanz der regulierende Faktor eines paneuropäischen CO₂-Pipeline Netzes sind.

- (Lindeberg et al. 2009 und Schrag 2009) argumentieren, dass die Injektion von CO₂ in den Untergrund nur möglich ist, wenn in der gleichen Größenordnung *Salzwasser* gefördert wird. Das schließt im Grunde eine CO₂-Ablagerung unter dem Festland aus, da das geförderte Wasser dann ebenfalls deponiert werden muss bzw. in Vorfluter eingeleitet zu erheblichen Versalzungserscheinungen führen würde. Die Autoren halten jedoch die Förderung von Salzwasser aus tiefen Aquiferen unter der Nordsee und die daraus folgende CO₂-Einleitung für möglich.

- Ebenso wie in Deutschland dürfte auch in anderen Ländern nicht die gesamte Menge an derzeitigen Emissionen aus großen Punktquellen für eine CO₂-Abscheidung zur Verfügung stehen (alleine aus dem Grund, dass für alle EU-Länder rechtlich vorgegebene Ziele für den Aufwuchs an erneuerbaren Energien existieren). Um die Lagerkapazitäten realistisch bewerten zu können, sollten daher auch für andere Länder ähnliche Kraftwerks-Szenarien wie für Deutschland erstellt und eine „realistische“ Menge an CO₂ mit den konservativen Abschätzungen der Lagerstätten verglichen werden.

Diese Fülle an beschriebenen Fragestellungen und Schwierigkeiten zeigt, dass das Lagerungspotenzial insgesamt nicht ausreichen dürfte, um die gesamten Emissionen einzulagern. Es scheint jedoch groß genug zu sein, um zumindest einen Teil der nordeuropäischen Emissionen unter der Nordsee zu deponieren.

7.7 Atlanten und Kataster zur CO₂-Ablagerungskapazität

Weltweit gibt es eine Vielzahl von Projekten zur Bewertung und Abschätzung der Ablagerungskapazitäten (siehe Tab. 2-1). Die erzielten Ergebnisse variieren zum Teil sehr stark, und es fehlen übersichtliche Daten. Mehrere Länder entwickeln deshalb speziell zum Thema CO₂-Ablagerung einen Atlas bzw. ein Kataster. Diese werden umfassend für das ganze Land, zentral und von staatlicher Ebene aufgebaut.

In *Deutschland* befasst sich die BGR zur Zeit mit der Erstellung eines umfassenden „Speicherkatasters“. Es soll im Frühjahr 2011 fertig gestellt sein und lässt bewusst die Frage offen, wofür potenzielle Ablagerungsstrukturen genutzt werden könnten. Dadurch wird deutlich, dass eine Konkurrenz um die Nutzung des geologischen Untergrunds besteht, die klarer thematisiert werden sollte.

In *Großbritannien* wird die Ablagerungskapazität intensiv im CO₂ Storage Appraisal Projekt (UKSAP) durch das Energy Technology Institute (ETI) untersucht. Es ist im Oktober 2009 mit einem Investitionsvolumen von 4 Mio. Euro angelaufen. Voraussichtliches Ende der Studie ist im

März 2011 geplant. Dabei sollen potenzielle Lagerstätten für CO₂ im offshore Bereich begutachtet und die Kapazitäten für das Vereinigte Königreich berechnet werden.

Gemeinsam mit *Norwegen* plant UK einen Abgleich von Quellen und Senken im „one North Sea“ Projekt hinsichtlich der CO₂-Ablagerung. Dabei soll ermittelt werden, wie groß die europäische Nachfrage nach Ablagerungsplatz ist und wann dieser benötigt wird. Außerdem betrachtete das Projekt die Entwicklung einer CO₂-Infrastruktur, um den grenzüberschreitenden Transport des Treibhausgases koordinieren zu können. Dazu soll ein Atlas erstellt werden, der Handlungshinweise liefert.

Besonders gelungen ist die Veröffentlichung vom USDoE für die USA, die neben geeigneten Strukturen auch einen Überblick über die Methodiken liefert, die zur Ablagerungspotenzialabschätzung verwendet wurden (Frailey 2008). Ein ähnlicher Atlas wird momentan vom Council for Geoscience für *Südafrika* erstellt. Die Fertigstellung wurde auf Mitte 2010 verschoben.

7.8 Die mögliche Rolle von Enhanced Oil Recovery (EOR) für CCS

Die Möglichkeiten zur CO₂-Einlagerung in Nordsee-Aquiferen Norwegens und des Vereinigten Königreichs wurden in Abschnitt 7.6.3 als groß beschrieben. Um dieses Potenzial nutzen zu können, müsste jedoch eine internationale CO₂-Pipeline-Infrastruktur aufgebaut werden. Den Startschuss zu dieser Nutzung könnte die zusätzliche Ölförderung unter Einsatz von CO₂ sein. Diese sogenannte Enhanced Oil Recovery (EOR) wird nun ausführlich, insbesondere für diese beiden Länder, beschrieben.

7.8.1 Verschiedene Schritte der Ölförderung

Der ökonomisch vielversprechendste Teil der CO₂-Deponierung liegt im Bereich der tertiären Förderung von Erdöl und Erdgas. Der erste Förderschritt setzt auf den natürlichen Druck im Speichergestein, der die Kohlenwasserstoffe „herausprudeln“ lässt. Dabei wird ein Anteil von 10 – 15 Prozent (North 1985) bzw. 30 Prozent (Bellona 2005) des vorhandenen Erdöls gefördert. Bei Erdgas liegt die Förderquote mit 75 – 95 Prozent entschieden höher.

Im zweiten Förderschritt wird Wasser eingesetzt, um mehr Öl herauszudrücken. Die Förderquoten erhöhen sich damit auf 30 – 35 Prozent (JOULE II) bzw. 45 – 55 Prozent (SCCS 2009b). In einzelnen Feldern kann die Förderung auch 70 Prozent des ursprünglich im Reservoir befindlichen Öls betragen. In Norwegen sind dies durchschnittlich 46 Prozent (Bellona 2005). Die meisten Ölfelder der Nordsee werden mittels Meerwasser-Injektion zu einer erhöhten zweiten Förderperiode geführt, wobei das injizierte Wasser den Druck im Feld konstant hält. Dieser Vorgang zieht eine erhebliche Aufbereitung nach sich, da sich das Wasser im Feld mit dem Öl mischt und es zu erheblichen negativen Umweltauswirkungen kommen könnte, wenn es ohne Reinigung in den Ozean entlassen wird. Häufig wird das verschmutzte Wasser deshalb wieder in die Formation gepumpt.

Während der dritten Förderperiode werden Gase oder Flüssigkeiten mit verschiedenen chemischen Eigenschaften injiziert, um die Öl- bzw. Gasförderung zu maximieren. Dabei wird heute bereits vor allem CO₂ eingesetzt, um die Viskosität des Öls zu verringern und es herauszudrücken. Dadurch kann die Fördermenge um weitere 5 – 16 Prozent des ursprünglich in der Formation befindlichen Öls erhöht werden (Bellona 2005; SCCS 2009b). Bislang wird natürlich vorkommendes CO₂, das extra gefördert wird, für solche Zwecke genutzt, da der Reinheitsgrad eine große Rolle spielt und die Abscheideanlagen noch nicht in der Lage sind, reines CO₂ herzustellen. Insbesondere in den USA gibt es Projekte mit EOR, wofür ein über 3.000 km langes Pipeline-Netz für CO₂ aufgebaut wurde. Die meisten Projekte befinden sich im texanischen Perm-Becken. Dort hat die längste Pipeline (McElmo Dome) eine Länge von 800 km (Moniz 2008). Die dort erreichten zusätzlichen Förderraten betragen 4 – 12 Prozent des ursprünglich in der Formation befindlichen Öls. Offshore ist diese Fördermethode aber bisher noch nicht erprobt worden (SCCS 2009b).

Es gibt unterschiedliche Annahmen über die Menge des Erdöls, das mit einer Tonne CO₂ zusätzlich gefördert werden kann: (Pershad und Slater 2007) gehen von 3 Barrel Öl pro Tonne CO₂ bei einer 25jährigen Injektion aus. (Moniz 2008) gibt 2,5 – 3,3 Barrel an, während (Balbinski et al. 2003) von einer Spannbreite zwischen 1,3 und 6 Barrel ausgehen. Berechnungen auf Grundlage von (Jaramillo et al. 2009) und (Ferguson et al. 2009) ergeben, dass etwa 60 Prozent des injizierten CO₂ im Untergrund verbleibt. Der Rest kommt mit dem geförderten Öl wieder heraus und könnte recycelt werden. Die benötigten Gesamtmengen an CO₂ für EOR würden sich entsprechend verringern.

(Holloway 2009) sieht es als wahrscheinlich an, dass jedwede CO₂-Einlagerung in britische Ölfelder mit EOR verbunden sein wird, da die Gewinne durch zusätzlich gefördertes Erdöl die Kosten für CCS übersteigen werden. Grundvoraussetzung für den Einsatz dieser Technologie ist eine ausreichende Infrastruktur, mit der zuverlässig das benötigte CO₂ zu niedrigen Kosten angeliefert wird. Außerdem müsste sich der Ölpreis auf hohem Niveau stabilisieren (höher als 100 US\$/Barrel), um die zusätzliche Ölförderung finanziell lohnenswert zu machen (Haszeldine 2009a; Pershad und Slater 2007; SCCS 2009b). In diesem Fall könnte EOR als Starthilfe für CCS genutzt werden.

Der verstärkte Einsatz von EOR könnte auch einen generellen Impuls für CCS geben, wenn nach Auslaufen der Ölförderung die Einlagerung von CO₂ über die bestehende Infrastruktur weitergeführt wird (Bellona 2005). Es sollte jedoch daraufhingewiesen werden, dass während des zweiten Förderschritts viel Wasser in das Ölreservoir eingeleitet wird und somit die endgültige Lagerkapazität beträchtlich reduziert, falls es nicht vor der CO₂-Injektion wieder herausgepumpt wird (SCCS 2009b).

7.8.2 Potenzial für EOR in Norwegen und UK

Norwegen

Die norwegische NGO Bellona gibt ein großes Potenzial für EOR in Europa an. Danach würden 175 Mio. t CO₂ pro

Jahr benötigt, um ein EOR-Potenzial von zusätzlichen 17 Prozent Öl auszuschöpfen. Insgesamt würde sich damit eine Förderquote von 63 Prozent des Ölvorkommens einstellen. (Bellona 2005) Das CO₂ würde dann als Ressource gewinnbringend eingesetzt werden. Dabei hat Norwegen ein größeres Potenzial als UK, weshalb besonders das skandinavische Land an einer umfangreichen CO₂-Versorgung interessiert ist. Die Berechnung des genannten Potenzials ist jedoch sehr vereinfacht, da nicht über die gesamte Injektionsperiode dieselbe Menge gebraucht wird. Um zu einer ersten Einschätzung des Nordsee-EOR Potenzials zu gelangen, ist diese grobe Abschätzung jedoch sinnvoll.

Bislang emittieren norwegische Punktquellen nur 17 Mio. t CO₂ pro Jahr. Weitere Emissionen im Umfang von 9 Mio. t pro Jahr könnten von Gaskraftwerken an der norwegischen Küste bereitgestellt werden, aus denen der hergestellte Strom in europäische Nachbarländer exportiert werden könnte. Es sind 5 GW Leistung geplant, wobei unklar ist, ob dieser zusätzliche fossil erzeugte Strom angesichts des massiven Ausbaus der erneuerbaren Energien in der EU in den kommenden Jahren überhaupt absetzbar wäre. Auf der anderen Seite hat norwegisches Erdgas einen hohen CO₂-Gehalt. Dieses könnte sehr gut in einer Anlage mit CO₂-Abscheidung verbrannt werden, da dieser Nachteil des Rohstoffs damit in eine positive Eigenschaft umgewandelt wird.

Ein Hemmnis für einen großen EOR-Einsatz in Norwegen sind also die bislang fehlenden CO₂-Quellen. Der Transport gestaltet sich dorthin als schwierig, da die EOR Plattformen weit entfernt von der Küste liegen. (Bellona 2005) schließt aus der Analyse, dass Norwegen so viel CO₂ wie möglich braucht, um es zur Ölförderung auf dem norwegischen Kontinentalschelf einzusetzen. Dazu könnten auch abgeschiedene Emissionen aus Dänemark und Deutschland zählen, die per Pipeline zu großen, im südlichen Norwegen gelegenen EOR Feldern transportiert werden könnten (Pershad und Slater 2007).

UK

Auch das Vereinigte Königreich ist gewillt, die geplanten CO₂-EOR Projekte durchzuführen und auszuweiten. Berechnungen zu Folge werden 15 – 20 Mio. t CO₂ pro Jahr benötigt, um das Potenzial auszuschöpfen. Die Gesamtinjektion für alle möglichen EOR-Felder beläuft sich damit insgesamt auf etwa 1 Mrd. t CO₂ (SCCS 2009b). Diese Menge könnte durch Abscheidung der existierenden CO₂-Emissionen leicht bereitgestellt werden.

Christensen (GEUS) vermutet eine zusätzliche Produktion von fünf bis sechs Mrd. Barrel Öl durch EOR in der gesamten Nordsee (NPD 2007). (Pershad und Slater 2007) beziffern dieses Potenzial auf 3,8 Mrd. Barrel. Für das Vereinigte Königreich gibt (Holloway 2009) das Potenzial mit 2 Mrd. Barrel Öl an, das durch CO₂-EOR gefördert werden könnte. Dieser Betrag könnte durch zusätzliche ökonomische Anreize auch auf bis zu 3,7 Mrd. Barrel ansteigen. Das entspräche in etwa dem Einsatz von 1 Mrd. t CO₂ (SCCS 2009b).

7.8.3 „Window of opportunity“ für CCS

(Pershad und Slater 2007) betonen die starke Zeitabhängigkeit der EOR-Senken. Viele EOR-Projekte könnten nicht durchgeführt werden, da die gewöhnliche Förderung mehrere Jahre vor dem Aufbau einer möglichen CO₂-Infrastruktur endet. Diese sind dann aus Kostengründen nicht mehr zu betreiben, und die Plattform wird stillgelegt. Dem Ende der Förderung und dem damit verbundenen Abbau der Infrastruktur müsse zuvor gekommen werden, sollte eine effiziente EOR-Technik installiert werden. Wenn die Infrastruktur erst einmal abgebaut würde, wäre auch eine zukünftige CO₂-Ablagerung sehr unwahrscheinlich.

Die Autoren teilen die mögliche Einführung von EOR in der Nordsee in fünf Phasen auf. Die erste „EOR-Projektphase“ in der Nordsee beginnt voraussichtlich 2013, die letzte endet 2037. Dabei bieten die Felder, die während der dritten Phase (2023 – 2028) zur Verfügung stehen, die größten Kapazitäten. (SCCS 2009b) sieht einen Beginn von EOR ab dem Jahre 2017 als nötig an. Dieses sogenannte „window of opportunity“ wird sich schließen, je weiter die Ausbeutung vorangeht und das Ende der Produktion näher kommt (Balbinski et al. 2003). Ökonomisch sinnvoll wäre ein EOR-Beginn etwa drei Jahre, bevor das Förderende eines Feldes erreicht ist. Für große Felder im Norden des Vereinigten Königreichs müsste die Injektion deshalb bereits 2011 starten, wofür schnellstmöglich viel CO₂ benötigt wird (Holloway 2009). Da der norwegische Peak-oil bereits überschritten wurde, ist auch dort Zeitdruck geboten, wenn man die maximale Menge Erdöl fördern möchte. Es sollte auch erwähnt werden, dass für EOR Projekte keine minimale Größe eines Feldes definiert wird.

Die CO₂-Einlagerung wird dagegen offshore nur in Felder größer 100 Mio. t als möglich erachtet.

Nach (Haszeldine 2009b) funktioniert EOR an Land gut, was vor allem in den USA bewiesen wurde. Dort gibt es in verschiedenen Staaten Steuererleichterungen, um EOR mit CO₂ zu fördern. Offshore wurde die Funktionstüchtigkeit der Technologie bislang jedoch noch nicht unter Beweis gestellt. So wurden seit 2000 viele Felder in der Nordsee für eine mögliche CO₂-EOR Funktion untersucht, die allesamt an ökonomischen Hürden gescheitert seien (Bushby et al. 2008). Das lag an der unsicheren CO₂-Versorgung, den extrem hohen Umrüstungskosten der Nordsee-Plattformen und dem großen Investitionsrisiko, da die eingesetzten Kosten erst langfristig in Gewinne umgemünzt werden können. Bislang war es dort noch günstiger, herkömmliche Methoden einzusetzen, um mehr Öl zu gewinnen (wie zum Beispiel zusätzliche Bohrlöcher). (Meadowcroft 2010) betont ebenfalls, dass EOR-Aktivitäten in Norwegen als finanziell nicht machbar analysiert wurden und CO₂-EOR Projekte deshalb zur Zeit weniger Aufmerksamkeit erhielten.

7.8.4 Analogie von EOR zur Gasförderung

Enhanced gas recovery, das Pendant zu EOR, um mehr Erdgas der Lagerstätte zu entziehen, wird noch sehr selten betrieben (Sim et al. 2008). Bis heute gibt es keine kom-

merzielle Anwendung, obwohl das Konzept bereits 15 Jahre diskutiert wird. Neben der bislang fehlenden Verfügbarkeit von reinem CO₂ ist die größte Sorge, dass das injizierte Treibhausgas sich mit dem Erdgas mischt und es dadurch verunreinigt. Im Rahmen der CCS-Pilotanlagen gibt es allerdings auch Projekte mit EGR (zum Beispiel in In Salah, Algerien, siehe Tab. 2-1).

7.8.5 Vor- und Nachteile von EOR

Im Folgenden werden die Vor- und Nachteile von EOR kurz gegenübergestellt:

Pro EOR

- Durch die Nutzung von CO₂ für EOR wird eine geeignete Infrastruktur aufgebaut; die Technik wird erprobt und weiterentwickelt, indem Abscheidung, Transport und Injektion von CO₂ demonstriert werden. Dadurch kann die Einführung von CCS beschleunigt werden.
- Aus der technischen Weiterentwicklung folgt, dass die Kosten für CCS durch CO₂-EOR gesenkt werden und durch Gewinne der Erdölfirmen CCS-Projekte angeschoben werden könnten.
- Es wird darauf hingewiesen, dass die Verwendung von Kraftwerksemissionen für EOR die Nutzung von natürlich vorliegendem CO₂, das extra gefördert wird, ablösen könnte und sich somit ein zweifacher Einsparereffekt ergeben würde (Jaramillo et al. 2009).

Contra EOR

- Es ist sehr unwahrscheinlich, dass durch EOR-Aktivitäten ab 2020 ein ausreichendes Pipeline-Netz entsteht, da der Einsatzzeitpunkt für kommerzielle CCS-Anlagen immer weiter Richtung 2030 verschoben wird und sich deshalb solch ein enormes Vorhaben nicht finanzieren lässt. Die geplanten 12 Demonstrationsanlagen reichen hierfür nicht aus, da sie in verschiedenen EU-Ländern verstreut sind und eine Vielzahl von (kleinen) Pipelines von den einzelnen Standorten in die Nordsee errichtet werden müssten.
- Aber selbst wenn im Jahre 2020 die geplanten 12 Demonstrationskraftwerke in Betrieb wären, würden sie nur etwa 30 Mio. t abgetrenntes CO₂ pro Jahr liefern.¹⁰² Die benötigte Menge CO₂ für EOR in Norwegen und UK beträgt zusammen jedoch etwa 200 Mio. t pro Jahr. Es bestünde also ein zusätzlicher jährlicher Bedarf von 170 Mio. t CO₂ ab dem Jahre 2020. Hierfür wären 20 große Kraftwerke nötig, deren abgetrenntes CO₂ dann alleine für die EOR-Produktion in der Nordsee benötigt würde.¹⁰³
- Wenn die gesamte mit der CO₂-Einlagerung durch EOR verbundene Ökobilanz betrachtet wird, so kommen (Jaramillo et al. 2009) zu dem Ergebnis, dass für jede Tonne injiziertes CO₂ zwischen 3,7 und 4,7 Tonnen CO₂ emittiert werden. Sie setzen sich zusammen aus den

¹⁰² Dieser Wert errechnet sich aus 12 Anlagen der Größenordnung des geplanten Kohlekraftwerks in Hürth (Abscheidung von etwa 2,5 Mio. t CO₂/a bei einer netto Leistung von 330 MW_{el})

¹⁰³ Gerechnet mit 5 – 10 Mio. t/a CO₂ je Kraftwerk, im Durchschnitt 7,5 Mio. t CO₂

Emissionen, die bei der Produktion, dem Transport, der Verarbeitung und der Verbrennung von Erdöl entstehen. Im Gegensatz zur reinen CO₂-Ablagerung (falls keine Leckage angenommen wird) ist EOR keine Möglichkeit, CO₂-Emissionen zu reduzieren, und steht somit im Kontrast zum Klimaschutz (Luhmann 2009).

7.8.6 Schlussfolgerung aus der Analyse von EOR

Das Potenzial zur erhöhten Ölförderung unter Einsatz von CO₂ scheint in der Nordsee gegeben. Die Hürden, die es für einen weiträumigen CO₂-EOR Einsatz im offshore Bereich zu überspringen gilt, sind eine dauerhafte und sichere CO₂-Versorgung sowie ein stabiler Ölpreis von über 100 US\$/Barrel. Die größten Kapazitäten werden voraussichtlich in den zwanziger Jahren dieses Jahrhunderts benötigt, zu einem Zeitpunkt, an dem sehr wahrscheinlich noch keine CO₂-Pipeline-Infrastruktur existieren wird.

Der ökonomische Anreiz von EOR könnte die Einführung von CCS als Klimaschutzoption befördern. Sollte die EOR-Infrastruktur im nachhinein für CCS genutzt werden, muss die Zeitspanne bedacht werden, in der eine Plattform umgerüstet werden kann. Außerdem gilt es ökonomisch zu bewerten, ob der Umbau nach dem endgültigen Ende der Ölproduktion für die Unternehmen lohnenswert ist. Wenn die Umrüstung zu teuer ist, wird die Infrastruktur aufgegeben und die Ablagerungsstätte womöglich nicht mehr nutzbar bleiben.

Betrachtet man die Ökobilanz von EOR, so wird deutlich, dass diese nicht zum Klimaschutz beitragen können – im Gegenteil: Für jede Tonne abgelagertes CO₂ wird durch die Förderung und nachfolgende Nutzung des Erdöls der vierfache Anteil an CO₂ in die Atmosphäre abgegeben. Es kann höchstens zu Gute gehalten werden, dass bei der Verwendung von Industrieemissionen für EOR die bislang verwendeten natürlich vorkommenden CO₂-Mengen im Untergrund verbleiben und nicht angezapft werden.

Umweltbewertung von CCS im Vergleich zu erneuerbaren Energien

8.1 Rückblick auf die Ergebnisse der RECCS-Studie

In der RECCS-Studie wurden erstmals Ökobilanzen für die drei gängigen Abscheiderouten durchgeführt und mit ausgewählten Anlagen von erneuerbaren Energien und anderen fortschrittlichen Konzepten fossiler Energienutzung verglichen. Dabei wurden bei den Referenz-Kraftwerken wie auch bei den CCS-Kraftwerken Wirkungsgrade verwendet, die im Jahr 2020 erwartet werden. Die Ökobilanzen (Life Cycle Assessment, LCA) wurden in Anlehnung an ISO 14.040ff durchgeführt, stellten jedoch nur Screening-Ökobilanzen dar, da einige Prozesse, insbesondere die chemischen Vorgänge bei der CO₂-Abscheidung und die Lagerung, nur grob erfasst werden konnten. In der vorliegenden Studie werden nun die neueren Entwicklungen der letzten drei Jahre betrachtet und in der Zwischenzeit veröffentlichte neue Studien dargestellt.

8.2 Ökobilanzen der Gesamtkette CCS

8.2.1 Gesamtüberblick

Eine erste Gegenüberstellung beinhaltet Ökobilanzen der Gesamtkette CCS. Nicht eingeschlossen wurden Studien, die entweder nur die Treibhausgas-Emissionen alleine oder nur das Kraftwerk selber, aber nicht die vor- und nachgelagerten Ketten betrachten. Als Mindestanforderung angesehen wurde:

- Ökobilanzierung nach oder in Anlehnung an die entsprechenden Normen (ISO 14.040ff);
- Betrachtung relevanter Umweltwirkungskategorien, wie sie zum Beispiel in (Guinée et al. 2002) dargestellt sind: Verbrauch endlicher Ressourcen, Treibhauseffekt, Versauerung von Böden und Gewässern, Nährstoffeintrag in Böden und Gewässer (Eutrophierung), Photosmog, Partikel und Staub unter anderem;
- Modellierung der Gesamtkette: Primärenergie-Förderung und Transport, Kraftwerksprozesse (ohne/mit CO₂-Abscheidung), Transport von CO₂, Lagerung von CO₂;
- Einbezug von Prozessen 2. und 3. Ordnung, also der Vorketten für einzelne Materialien (zum Beispiel des Lösemittels MEA) und der Infrastruktur der Anlagen (zum Beispiel Herstellung eines Kraftwerks).

Tab. 8-1 gibt zunächst einen Gesamtüberblick über die wichtigsten Annahmen und Ergebnisse der im nächsten Kapitel beschriebenen Studien. Beim direkten Vergleich sollte jedoch beachtet werden, dass nur die jeweils angenommenen Schlüsselparameter analysiert wurden. Ab-

weichungen der Studienergebnisse untereinander können auch durch andere, unterschiedlich angenommene Werte, entstehen, die nicht im einzelnen analysiert wurden.

- Universität Utrecht: *Steinkohle-Dampfkraftwerk* in den Niederlanden inklusive Post-combustion (MEA-Abscheidung), Ist-Situation, 50 km Pipeline, Erdgasspeicher
- Forschungszentrum Jülich: *Steinkohle-Dampfkraftwerke* inklusive Post-combustion Referenzfall, Situation in 2020
 - Dampfkraftwerk aus 2010, in 2020 mit MEA-Abscheidung nachgerüstet,
 - Dampfkraftwerk in 2020 mit MEA-Abscheidung (Neubau)
- IFEU Institut Heidelberg: *Braunkohle-Kraftwerke* in Ostdeutschland (Lausitz), Situation in 2020, 325 km Pipeline, Erdgasspeicher
 - Dampfkraftwerk mit auf MEA-Abscheidung basierter Post-combustion Technologie,
 - Dampfkraftwerk (Oxyfuel),
 - IGCC mit auf Selexol basierter Pre-Combustion Technologie
- Paul Scherrer Institut (PSI), Villigen, Schweiz / Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Uni Stuttgart: *Steinkohle-, Braunkohle- und Erdgas-Kraftwerke*, 200 und 400 km Pipeline, 2.500 m Erdgasspeicher und 800 m Aquifer
 - Steinkohle mit Post-combustion, Pre-combustion und Oxyfuel Technologie,
 - Braunkohle mit Post-combustion, Pre-combustion und Oxyfuel Technologie
 - Erdgas mit Post-combustion Technologie

8.2.2 Darstellung der Studien im einzelnen

Steinkohle (Universität Utrecht)

Eine detaillierte und sehr gut dokumentierte Ökobilanz-Analyse für ein *Steinkohle-Dampfkraftwerk* inklusive Post-combustion und des nachfolgenden Transports und Lagerung des CO₂ wurde 2008 von Wissenschaftlern der Universität Utrecht veröffentlicht (Koornneef et al. 2008b). Dabei wurden drei Fälle untersucht:

1. Referenzfall: Durchschnittliches im Jahr 2000 in den Niederlanden laufendes Steinkohle-Dampfkraftwerk (subkritisch, 460 MW_{el}),

2. Steinkohle-Dampfkraftwerk nach dem Stand der Technik (ultra-superkritisch, 660 MW_{el}),
3. wie Fall 2, aber mit einer MEA-basierten, nachgeschalteten CO₂-Abtrennung ausgerüstet (Post-combustion, Abscheiderate 90 Prozent, netto 450 MW_{el}, Abscheidung von 3,6 Mio. t CO₂/a).

Im Gegensatz zu der RECCS-Analyse wurde also nicht eine zukünftige Situation im Jahr 2020 modelliert (ohne/mit CCS), sondern analysiert, was ein modernes Kohlekraftwerk nach dem Stand der Technik (ohne/mit CCS) gegenüber der Ist-Situation erbringen würde. Schwerpunkt der Modellierung war die Abscheidung des CO₂. Hierzu wurden zunächst bestehende Ökobilanz-Module für Steinkohle-Kraftwerke hinsichtlich des in den Niederlanden geltenden Standes der Technik bei der Rauchgasreinigung aktualisiert, so dass eine aktuelle Ausgangsbasis für Fall 3 geschaffen wurde. Als Vorkette wurde der durchschnittliche Steinkohle-Mix für die Niederlande aus dem Jahre 2004 verwendet.

Hinsichtlich der CO₂-Abscheidung wurde die Infrastruktur (also die benötigten Anlagen) basierend auf Herstellerangaben modelliert (ohne Energieaufwand für Auf- und späteren Abbau, ohne Energie- und Materialaufwand für Wartung, ohne spätere Entsorgung). Weiterhin wurde der Bedarf an Wärme und Strom ermittelt. Der Abscheideprozess selber wurde detailliert modelliert unter Verwendung von Daten aus Literaturquellen (Verbrauch an MEA und Degradation zu Salzen, Reaktion mit anderen Emissionen als mit CO₂, Verbrauch weiterer Materialien).

Der Verdichtungs-Prozess wurde mittels LCA-Daten für eine Gasturbine modelliert; der Energieaufwand zur Kompression auf einen Pipeline-Anfangsdruck von 11 MPa wurde detailliert berechnet. Basierend auf der IPCC-Methodik (IPCC 2006) wurde eine Leckagerate bei der Verdichtung von 23 t CO₂/(MW,a) ermittelt. Bei einer angenommenen Abscheidemenge von 3,6 Mio. t CO₂/a (oder 0,011 Mio. t CO₂/(MW,a)) stellen dies 0,4 Prozent Verluste an CO₂ dar.

Für den Transport wurde eine Entfernung von 50 km angenommen, was als repräsentativ für eine Pipeline von einem Küstenstandort zu einem von mehreren in Frage kommenden onshore-Lagern im Norden Hollands angesehen wurde. Die Infrastruktur wurde in Anlehnung an Erdgaspipelines modelliert. Es wurde eine Leckage von 2,32 t CO₂/(km,a) angenommen, was bei einem Gesamttransport von 30 Mio. t/a, für den die Pipeline ausgelegt wurde, einer Leckagerate von 0,0000077 Prozent pro km Transport entspricht.

Zur CO₂-Lagerung in einer ausgebeuteten Erdgaslagerstätte wurde die Infrastruktur ausgehend von den Erfahrungen bei der Erdgasspeicherung modelliert (ohne Energieaufwand für Auf- und späteren Abbau, ohne Energie- und Materialaufwand für Wartung, ohne spätere Entsorgung). Weiterhin einbezogen wurde der Installations- und Betriebsaufwand für sechs Bohrlöcher von drei km Länge. Berücksichtigt wurde, dass der Druck am Ende der Pipeline für die Injektion nicht ausreicht und eine Druckverstärkung von 10,7 MPa auf 15 MPa nötig

wird, der mittels Strom aus dem Netz erfolgt. Es wurde keine Leckage modelliert, sondern eine Leckagerate von Null bzw. in „nicht-signifikanter Höhe“ angenommen.

Die Durchführung der *Umweltwirkungsanalyse* („life cycle impact assessment“) erfolgte mittels des CML-Verfahrens, einer der gängigen Analysemethoden. Es wurden zehn verschiedene Umweltwirkungskategorien betrachtet und auf die Niederlande normiert. Für sechs kritische Parameter wurden zudem Sensitivitätsanalysen durchgeführt.

Zentrale Schlussfolgerungen der Studie sind:

Steinkohle-Kraftwerke nach dem heutigen Stand der Technik (Fall 2) verbessern alle Wirkungskategorien im Vergleich zum durchschnittlichen Kraftwerkspark der Niederlande (Fall 1) um 23–83 Prozent. Für CCS-basierte Kraftwerke sind keine so eindeutigen Aussagen möglich, da es zu vielfältigen trade-offs kommt: Die Anwendung von CCS könnte – heute angewendet – die Treibhausgas-Emissionen eines Steinkohle-Kraftwerks auf 243 g (CO₂-eq)/kWh_{el} reduzieren. Im Vergleich zu den Fällen 1 und 2 bedeutet dies eine Reduktion um 78 bzw. um 71 Prozent. Dies ist erheblich weniger, als eine CO₂-Abscheiderate von 90 Prozent erwarten lässt, und liegt an den zusätzlichen Emissionen aus Steinkohle-Vorkette und anderen Prozessen begründet. Diese Zahlen entsprechen in etwa den RECCS-Ergebnissen, wenn man berücksichtigt, dass dort für Kraftwerke im Jahr 2020 (für die ein Ausgangsnutzungsgrad von 49 Prozent und eine CO₂-Abscheiderate von 88 Prozent angenommen wurde) eine Reduktion um 67 Prozent ermittelt wurden.

Die Autoren führen in diesem Zusammenhang den Begriff der *Vermeidungs-Effizienz* („avoidance efficiency“) ein, der in diesem Beispiel 68 Prozent beträgt und besagt, dass bei der Lagerung von 100 t CO₂ nur 68 t CO₂ vermieden würden. Sie geben den berechtigten Hinweis, dass dies bei der Anrechnung von CO₂-Zertifikaten berücksichtigt werden müsse.

Der Beitrag der Infrastruktur-Aufwendungen (Abscheidung, Transport und Lagerung) an den gesamten Treibhausgas-Emissionen wird mit 0,3 Prozent als sehr gering angegeben.

Vergleicht man Fall 3 (CCS) mit Fall 2 (Stand der Technik) bezüglich der anderen Wirkungskategorien, so kommen die Autoren zum Ergebnis, dass nur die „marine aquatic ecotoxicity“ (um 27 Prozent) reduziert wird (wofür die verminderten Emissionen an Fluorwasserstoff ursächlich sind). Alle anderen Wirkungskategorien verschlechtern sich um 27 bis 181 Prozent, obwohl die direkten Emissionen von Staub, SO₂, Chlorwasserstoff und Fluorwasserstoff bedingt durch die CO₂-Wäsche ebenfalls sinken.

Trotz der detaillierten Modellierung der verschiedenen Verfahrensschritte bleiben jedoch viele Unsicherheiten bestehen, so dass die Autoren ihre Studie als „advanced screening LCA“ bezeichnen. So wird die MEA-Vorkette aus der ecoinvent-Datenbank als sehr unsicher angesehen. Auch der Abscheideprozess insgesamt (unter anderem die Menge an verbrauchtem MEA) konnte

Tab. 8-1 Gesamtüberblick über Annahmen von Ökobilanzen der Gesamtkette CCS

Autoren	Einheit	Wuppertal Institut 2007					Uni Utrecht 2008	FZ Jülich 2009		IFEU Institut 2009		
Kraftwerke		Steinkohle		Braunkohle		Erdgas	Steinkohle	Steinkohle		Braunkohle		
		Dampf	Dampf	IGCC	Dampf	GuD	Dampf	Dampf	Dampf	Dampf	Dampf	IGCC
CSS												
Abscheideart		Post (MEA)	Oxyfuel	Pre	Post (MEA)	Post (MEA)	Post (MEA)	Post (MEA)	Post (MEA)	Post (MEA)	Oxyfuel	Pre
Jahr		2020					2008	2020	2020	2020		
Art		Neubau					Neubau	Nachrüstung	Neubau	Neubau		
Referenzjahr		2020					a) 2000, b) 2008	2010	2020	2020		
Nutzungsgrad ohne CCS	%	49		50	46	60	46	46	49	46	46	48
Nutzungsgrad mit CCS	%	40	38	42	34	51	35	35,5	41,5	27,8	33,4	38,7
Verluste	%-Punkte	9,0	11,0	8,0	12,0	9,0	11,0	10,5	7,5	18,2	12,6	9,3
Abscheidung												
Modellbasis												
Abscheiderate	%	88	99,5	88	88	88	90	90		90	92	90
Infrastruktur		-	-	-	-	-	X	-			X	
Abscheidung modelliert		(X)	-	-	(X)	-	X	X		X	(X)	(X)
Entsorgung		-	-	-	-	-	-	k.A.			k.A.	
LCA-Daten												
Vorkette Energie		Stk-Mix D	Stk-Mix D	Stk-Mix D	BrK-Mix D	NG-Mix D	Stk-Mix NL	Stk-Mix D		Lausitz-BrK		
Vorkette Materialien		(X)			(X)	(X)	X ^{b)}	X		X	(X)	(X)
Herstellung Kraftwerk		Stk D	Stk D	Stk D	Brk D	NG-GuD D	Stk NL					
Verdichtung								enthalten				
Modellbasis												
Kompression auf	MPa	11					11	k.A.		18,7		
LCA-Daten												
Verdichtung		nur Stromverbrauch					Gasturbine	k.A.				
Leckagerate	t CO ₂ /MW,a	-	-	-	-	-	23	0		0		
Transport								nur in Sensitiv.analyse				
Modellbasis												
Kapazität	Mt CO ₂ /a	5					30	k.A.				
Pipeline-Durchmesser	cm	95					95	k.A.				
Entfernung	km	300					50	300/400		325		
LCA-Daten												
Herstellung Pipeline		Erdgas-Pipeline					Erdgas-Pipeline	Erdgas-Pipeline		X		
Leckagerate		-					2,32 t CO ₂ /km,a	0		0		
Energieaufwand		X					0	0		X		
Lagerung		pauschal 50% Aufschlag auf Transport						nur in Sensitiv.analyse				
Modellbasis								50% Aufschlag auf Transport				
Formation							Erdgaslagerstätte					
Infrastruktur							wie Erdgasspeicherung			- a)		
							6 Bohrlöcher					
							3 km Länge					
Injektionskapazität	Mt CO ₂ /a						7,3					
Druck Ende Pipe	MPa						10,7			15		
Kompression auf	MPa						15			-		
LCA-Daten												
Energieaufwand							Strommix NL			0		
Leckagerate	%	0					0	0				
Ökobilanzierung												
Methode		UBA					CML	CML 2001		k.A.		
Normierung		-					Niederlande	Deutschland		-		
Wirkungskategorien ^{c)}		6					10	6		5		
Aufteilung auf Prozesse		X					X	-		-		
Sensitivitätsanalysen		X	-	-	-	-	X	X		X		

a) Annahme: Nutzung bestehender EOR-Infrastruktur analog zum Weyburn-EOR-Projekt in USA/Kanada

b) Characterisation factors für MEA in CML ergänzt

c) Details siehe in zweiter Tabelle

X = durchgeführt, enthalten; (X) = teilweise betrachtet; - = nicht betrachtet; k.A. = keine Angabe

Stk = Steinkohle; BrK = Braunkohle; NG = Erdgas

Autoren: Wuppertal Institut 2007 (WI et al. 2007); Uni Utrecht (Koornneef et al. 2008b); FZ Jülich (Schreiber et al. 2009); IFEU Institut (Pehnt und Henkel 2009); PSI und IER (Bauer et al. 2008)

PSI, IER 2008														
Steinkohle						Braunkohle						Erdgas		
Dampf			IGCC			Dampf			IGCC			GuD		
Post (MEA) 2025	Post (MEA) 2050	Oxyfuel 2025	Oxyfuel 2050	Pre 2025	Pre 2050	Post (MEA) 2025	Post (MEA) 2050	Oxyfuel 2025	Oxyfuel 2050	Pre 2025	Pre 2050	Post (MEA) 2025	Post (MEA) 2050	
						Neubau								
2025	2050	2025	2050	2025	2050	2025	2050	2025	2050	2025	2050	2025	2050	
49	54	49	54	54	54,5	49	54	49	54	52	52,5	62	65	
42	49	41	47	48	48,5	42	49	41	47	46	46,5	56	61	
7,0	5,0	8,0	7,0	6,0	6,0	7,0	5,0	8,0	7,0	6,0	6,0	6,0	4,0	
90	90	99,5	100,0	90	90	90	90	99,5	100,0	90	90	90	90	
						(X)								
						(X)								
						X								
StK-Mix EU						BrK-Mix D						NG-Mix EU		
						X								
Ultra-Superkritisch			IGCC			BoA+			IGCC					
						k.A.								
						Stromverbrauch								
						k.A.								
						7,9								
						k.A.								
						200/400								
						Erdgas-Pipeline								
						0,26 g CO ₂ /tkm								
						X								
a) Aquifer in 800 m Tiefe, b) ausgebeutete Erdgaslagerstätte in 2.500 m Tiefe														
						-								
						2 Bohrlöcher								
						7,9								
						k.A.								
						a) 10,8 b) 20								
						Strommix								
						0								
						-								
						-								
						-								
						X								
						-								

Quelle: eigene Darstellung

nicht eindeutig modelliert werden. Sensitivitätsanalysen zeigen, dass die Variation einiger Parameter (zum Beispiel CO_2 -Abscheidegrad oder die Abscheide-Effizienz anderer Chemikalien) erhebliche Auswirkungen auf die berechneten Ergebnisse haben. Die Autoren empfehlen daher ein umfangreiches Messprogramm für die ersten zu errichtenden CCS-Kraftwerke, um Angaben für die tatsächlich anfallenden bzw. reduzierten Emissionen bei der Abscheidung und auch das Zusammenspiel mit anderen Reinigungstechnologien zu erhalten. In diesem Sinne dient ihre Studie auch dazu, aufzuzeigen, in welchen Bereichen dringender Handlungsbedarf besteht.

Steinkohle (Forschungszentrum Jülich)

Steinkohle-Dampfkraftwerke inklusive Post-combustion standen ebenfalls im Fokus einer im Jahr 2009 veröffentlichten Analyse von Wissenschaftlern des Forschungszentrums Jülich (Schreiber et al. 2009). Dabei wurden fünf Fälle untersucht:

1. Referenzfall: In den neunziger Jahren installiertes, aber in 2005 noch in Betrieb befindliches Steinkohle-Dampfkraftwerk (500 MW_{el}),
2. Steinkohle-Dampfkraftwerk nach dem Stand der Technik, im Jahr 2010 installiert (552 MW_{el}),
3. Steinkohle-Dampfkraftwerk fortgeschrieben auf das Jahr 2020 (697 MW_{el}),
4. wie Fall 2, aber in 2020 mit einer MEA-Wäsche nachgerüstet (Abscheiderate 90 Prozent, netto 426,5 MW_{el}),
5. wie Fall 3, aber mit einer MEA-Wäsche ausgerüstet (Abscheiderate 90 Prozent, netto 592 MW_{el}).

Ähnlich wie in der vorherigen Studie wurde also analysiert, was ein modernes Kohlekraftwerk nach dem Stand der Technik (ohne/mit CCS) gegenüber der Ist-Situation erbringen würde. Hierzu wurde das Kraftwerk in seine verschiedenen Module aufgesplittet und die einzelnen Aggregate wie Generator, Rauchgaswäsche, Staubwäsche fortgeschrieben und für die Fälle 4 und 5 um eine CO_2 -Wäsche inklusive CO_2 -Kompression ergänzt. Als Vorkette wurde der durchschnittliche Steinkohle-Mix für Deutschland verwendet. Transport und Lagerung wurde in den beiden Grundvarianten für CCS nicht betrachtet. Schwerpunkt der Ergebnisdarstellung war die Auftrennung der Emissionen und der Verbräuche auf den eigentlichen Kraftwerksprozess und alle vor- und nachgelagerten Prozesse.

Hinsichtlich der CO_2 -Abscheidung wurde der zusätzliche Bedarf an Wärme und Strom ermittelt.¹⁰⁴ Für den Abscheideprozess wurden im Fall 5 (CCS-Neubau) die SO_x -Konzentration im Abgas von 150 auf 29 mg/m^3 reduziert. Variiert wurden der Verbrauch an NH_3 und Kalkstein sowie (für die CO_2 -Abscheidung) MEA und Natronlauge. Die Infrastruktur wurde nicht modelliert. Der Energiebedarf für die Verdichtung wurde einbezogen, aber nicht näher erläutert. Leckagen wurden nicht berücksichtigt.

¹⁰⁴ Hierfür werden allerdings keine Quellen genannt.

Die Durchführung der *Umweltwirkungsanalyse* erfolgte ebenfalls mittels des CML-Verfahrens. Es wurden sechs verschiedene Umweltwirkungskategorien betrachtet und auf Deutschland normiert. In Sensitivitätsanalysen wurde der Einfluss anderer Steinkohlevorketten, der Hinzunahme von Transport (300 km) und Lagerung, eine größere Transportentfernung (400 km) und eine höhere CO_2 -Absorptionsrate des MEA untersucht.

Zentrale Schlussfolgerungen der Studie sind:

Steinkohle-Kraftwerke nach dem heutigen bzw. dem zukünftigen Stand der Technik (Fälle 2 und 3, ohne CCS) verbessern alle Wirkungskategorien im Vergleich zur Kraftwerksgeneration der neunziger Jahre.

Für die Nachrüstung mit einer CO_2 -Abscheidung (Fall 4) bzw. den Neubau eines CCS-Kraftwerkes (Fall 5) wurde ein um 27^(*) bzw. 20^(*) Prozent höherer *kumulierter Energieverbrauch* als bei den Referenzkraftwerken 2 und 3 ermittelt.¹⁰⁵ Die *Treibhausgas-Emissionen* können von etwa 800^(*) bzw. 770^(*) g (CO_2 -eq)/ kWh_{el} auf 210^(*) bzw. 190^(*) g (CO_2 -eq)/ kWh_{el} und damit um 74^(*) bzw. 75 Prozent^(*) reduziert werden. Der relativ niedrige Mehrverbrauch bzw. die recht hohe THG-Reduktion in Fall 5 liegt in dem niedrigen Wirkungsgradverlust von nur 7 Prozentpunkten begründet. Auch die Nachrüstung dürfte mit Verlusten von nur 10,5 Prozent zu positiv gerechnet worden sein, da dieser Wert von anderen Autoren schon für Neubau-Kraftwerke übertroffen wird.

Vergleicht man Fall 4 (CO_2 -Nachrüstung) mit Fall 2 (Stand der Technik) bezüglich der anderen Wirkungskategorien, so kommen die Autoren zum Ergebnis, dass sich alle Kategorien um 6^(*) bis 210^(*) Prozent verschlechtern würden. Betrachtet man dagegen Fall 5 (CCS-Neubau 2020) gegenüber Fall 3 (Neubau in 2020), verbessert sich die Kategorie Sommersmog um 13^(*) Prozent, dagegen verschlechtern sich die anderen Kategorien um 5^(*) bis 90^(*) Prozent.

Sensitivitätsanalysen zeigen, dass die Berücksichtigung von Transport und Lagerung¹⁰⁶ nur einen sehr geringen Einfluss auf alle Wirkungskategorien hat. Die Variation der Absorptionsfähigkeit des Lösemittels ergibt keine merkliche Veränderung. Alleine die Verwendung von australischer oder südafrikanischer Kohle anstatt des deutschen Steinkohlemixes zeigt eine Verschlechterung der Versauerung, des Sommersmogs und der Eutrophierung zwischen 40^(*) und 120^(*) Prozent.

Braunkohle (IFEU Institut)

Kurze Zeit später wurde von Wissenschaftlern des Instituts für Energie und Umweltforschung, Heidelberg, eine detaillierte Ökobilanz-Analyse für verschiedene CCS

¹⁰⁵ Alle im Folgenden mit (*) gekennzeichneten Werte können nur geschätzt werden, da sie nicht als Zahlenwerte vorliegen, sondern aus Grafiken abgemessen werden müssen.

¹⁰⁶ Die Lagerung wird gemäß der Vorgehensweise in der RECCS-Studie modelliert, in der analog zu Kostenschätzungen 50 Prozent des Energieverbrauchs und der Emissionen, die für den Transport bilanziert wurden, für die Lagerung angesetzt wurden.

basierte *Braunkohle-Kraftwerke* veröffentlicht (Pehnt und Henkel 2009). Sie basiert auf den Arbeiten von (Henkel 2006) und (Idrissova 2004). Die Analyse bezieht sich auf das Jahr 2020 und die in der Lausitz geförderte Braunkohle. Analysiert wurden

1. jeweils ein Dampfkraftwerk ohne und mit auf MEA-Abscheidung basierter Post-combustion Technologie (CO₂-Abscheiderate 90 Prozent),
2. ein Oxyfuel basiertes Dampfkraftwerk (CO₂-Abscheiderate 92 Prozent),
3. jeweils ein IGCC ohne und mit auf Selexol basierter Pre-combustion Technologie (CO₂-Abscheiderate 90 Prozent),

alle auf eine Leistung zwischen 500 und 800 MW_{el} ausgelegt. Zur Modellierung der CO₂-Abscheidung wurden – wie in der RECCS-Studie – für das Dampfkraftwerk und das IGCC zunächst der derzeitige Stand der Technik auf das Jahr 2020 fortgeschrieben (Wirkungsgrad und Emissionen) und danach um eine CCS-Variante erweitert. Neben dieser Referenzentwicklung wurden für alle Kraftwerke (ohne/mit CCS) zudem jeweils ein Pfad „langsamere Entwicklung“ und „schnellere Entwicklung“ als Sensitivitätsanalyse betrachtet. Als Vorkette wurde Lausitz-Braunkohle verwendet.

Die CO₂-Abscheidung wurde unterschiedlich modelliert:

- Dampfkraftwerk (Post-combustion): MEA-Herstellung, -Verbrauch und -Degradation, CO₂-Abscheiderate und Energieverbrauch, Abscheidung anderer Emissionen, Infrastruktur. Auffallend ist der im Vergleich zu allen anderen Studien sehr hohe Energieverbrauch (Wirkungsgradverluste von 18,2 Prozentpunkte, die zu einem Mehrverbrauch von 66 Prozent führen).
- Dampfkraftwerk (Oxyfuel): Sauerstoff-Bedarf und Energieverbrauch für die Luftzerlegung, CO₂-Abscheiderate, SO_x-Abtrennung, Zurückhaltung aller anderer Emissionen um 92 bzw. 100 Prozent in Sensitivitätsanalysen, Infrastruktur.
- IGCC (Pre-combustion): Abscheiderate und Energieverbrauch, SO_x-Emissionen, Infrastruktur.

Für *Verdichtung und Transport* wurden Daten aus dem Weyburn-EOR-Projekt (USA/Kanada) übernommen und als repräsentativ auch für Deutschland angesehen: Pipeline-Transport über 325 km, Verdichtung am Kraftwerk mittels Strom auf 18,7 MPa, so dass am Ende der Pipeline ein für die Injektion ausreichender Druck von 15 MPa erreicht wird. Es werden keine CO₂-Verluste während Verdichtung und Transport angenommen, die Infrastruktur wird nicht modelliert.

Für die CO₂-Lagerung in einer ausgebeuteten Erdgaslagerstätte wurden keine Aufwendungen modelliert, sondern es wurde davon ausgegangen, dass die bestehende Infrastruktur der vorherigen Erdgasförderung weiter genutzt werden kann. Aufgrund des ausreichenden Pipeline-drucks fällt auch kein Energieverbrauch bei der Lagerung an. Es wurde keine Leckage modelliert.

Bei der Durchführung der *Umweltwirkungsanalyse* wurden sechs verschiedene Umweltwirkungskategorien betrachtet. Emissionen in Wasser und in den Boden wurden nicht mit einbezogen. Alle Ergebnisse werden für den Referenzfall und zwei Sensitivitätsfälle „langsamere Entwicklung“ und „schnellere Entwicklung“ angegeben.

Zentrale Schlussfolgerungen der Studie sind:

Je nach Technologie tritt bei den CCS-basierten Kraftwerken ein Mehrverbrauch an *Primärenergie* zwischen 24 (IGCC) und 66 Prozent (Dampfkraftwerk) auf.

Die *Treibhausgas-Emissionen* können von etwa 940 g (CO₂-eq)/kWh_{el} auf 190^(*) (Post-combustion) bzw. 120^(*) g (CO₂-eq)/kWh_{el} (Oxyfuel) und damit um 80^(*) bzw. 87^(*) Prozent reduziert werden.¹⁰⁷ Das IGCC-Kraftwerk startet bei 880 g (CO₂-eq)/kWh_{el} und wird auf 140^(*) g (CO₂-eq)/kWh_{el} und damit um 84^(*) Prozent reduziert. Die Differenz zu den angenommenen CO₂-Reduktionsraten von 90 – 92 Prozent zeigt die Aufwendungen, die durch den zusätzlichen Energieverbrauch entstehen. Im Unterschied zu den Steinkohle-Kraftwerken entstehen die meisten der Emissionen direkt am Kraftwerk (79 Prozent bei Post-combustion und Oxyfuel und 98 Prozent bei Pre-Combustion) und nicht in der Brennstoff-Vorkette.

Die Werte für das Dampfkraftwerk entsprechen den RECCS-Ergebnissen (allerdings wurde dort nicht ein so hoher Zusatzverbrauch angenommen); die beiden anderen Routen wurden in RECCS nur für Steinkohle und nicht für Braunkohle betrachtet.

Eine mögliche Leckage wurde nicht modelliert. Nichtsdestotrotz wird davon ausgegangen, dass CO₂ frei werden wird („it is clear that leakage will not be zero“), dieses aber sehr verzögert. Es wird jedoch auf Literaturangaben verwiesen, nach denen ein verzögertes Freiwerden von CO₂-Emissionen die Klimawirkungen positiv beeinflussen könnte (langsames Entweichen geringer Raten anstatt hoher Raten zum jetzigen Zeitpunkt). Zudem wird darauf hingewiesen, dass je geringer die Permeabilität der Lagerstätte sei, um so mehr CO₂ in Lösung ginge und so gar nicht erst mögliche Leckagestellen erreichen könne. Dies widerspricht allerdings dem Kriterienkatalog zur Auswahl geeigneter Lagerstätten (siehe Tab. 7-2), in dem unter anderem eine ausreichend hohe Permeabilität gefordert wird, um die riesigen Mengen an CO₂ aus Kraftwerken schnell einlagern zu können.

Der Beitrag der Infrastruktur-Aufwendungen an den gesamten Treibhausgas-Emissionen ist mit 2,3 – 2,6 Prozent gering, liegt jedoch eine Größenordnung über den Werten von (Koornneef et al. 2008b), obwohl der Transport und die Lagerung nicht bilanziert wurden. Transport und Lagerung liegen (ohne Infrastruktur) bei 0,1 – 2,8 Prozent der Gesamtwirkungen, wenn man die Kompression dem Kraftwerk zurechnet.

¹⁰⁷ Alle im Folgenden mit (*) gekennzeichneten Werte können nur geschätzt werden, da sie nicht als Zahlenwerte vorliegen, sondern aus Grafiken abgemessen werden müssen.

Im Falle der *anderen Wirkungskategorien* kommt es wie bei (Koornneef et al. 2008b) zu vielfältigen trade-offs. Je nach Technologie sind sehr unterschiedliche Ergebnisse zu verzeichnen, die von den Autoren detailliert analysiert und hier nur für den Referenzfall wieder gegeben werden:

- **Dampfkraftwerk (Post-combustion):** Beim Dampfkraftwerk steigen die Umweltwirkungen im Referenzfall bis auf die Versauerung mehr oder weniger stark an (Sommersmog +250 Prozent, Eutrophierung +98 Prozent^(*), Versauerung -5 Prozent^(*), gesundheitliche Wirkungen +26 Prozent^(*)). Hauptverursacher sind der zusätzliche Energieverbrauch, der CO₂-Abscheidungsprozess und die Herstellung des Lösemittels.
- **Dampfkraftwerk (Oxyfuel):** Die Sauerstoff-Verbrennung weist demgegenüber im Referenzfall (Zurückhaltung aller Emissionen um 92 Prozent) die niedrigsten Emissionen aus (Sommersmog -56 Prozent^(*), Eutrophierung -80 Prozent^(*), Versauerung -76 Prozent^(*), gesundheitliche Wirkungen -22 Prozent^(*)).
- **IGCC (Pre-combustion):** Die Umweltwirkungen eines IGCC *ohne* CCS sind im Referenzfall bereits um 33 bis 66 Prozent niedriger als ein Dampfkraftwerk ohne CCS. Mit CO₂-Abscheidung steigen die Umweltbelastungen ähnlich wie beim Dampfkraftwerk im Referenzfall wieder an (Sommersmog +40 Prozent^(*), Eutrophierung +20 Prozent^(*), Versauerung +66 Prozent^(*), gesundheitliche Wirkungen +27 Prozent^(*)), bleiben jedoch in allen Kategorien weit unter den Werten des Dampfkraftwerks *ohne* CCS.

Im Fall des Dampfkraftwerks liegen die Ergebnisse in den Größenordnungen, wie sie in der RECCS-Studie berechnet wurden; die beiden anderen Routen wurden in RECCS nur hinsichtlich des Energieverbrauchs modelliert.

Die Autoren weisen auf die großen Unsicherheiten hin, die bei der Interpretation der Ergebnisse beachtet werden sollten, insbesondere da es sich beim IGCC und bei der Oxyfuel-Verbrennung um noch nicht ausgereifte bzw. bisher nicht gebaute Technologien handelt. Die Ergebnisse des Oxyfuel-Kraftwerks hängen zudem sehr davon ab, ob die Nicht-CO₂-Emissionen vollständig, ähnlich wie CO₂ oder gar nicht zurück gehalten werden können. Im ersteren Fall wäre ein Oxyfuel-Kraftwerk praktisch ein „near zero“-Emissions-Kraftwerk, im letzteren Fall ähnlich oder schlechter wie das Post-combustion Verfahren zu bewerten.

Steinkohle, Braunkohle, Erdgas (EU-NEEDS-Studie von PSI und IER)

Die umfangreichste Studie wurde im Rahmen des EU-NEEDS¹⁰⁸ Projekts erstellt, eingebettet in den Gesamtrahmen, neue „Externe Kosten“-Faktoren für zukünftige Stromerzeugungssysteme in Europa herzuleiten, und ebenfalls 2008 veröffentlicht. Dabei wurden für verschiedene CCS-Technologien ihre möglichen Potenziale im Rahmen von Langfrist-Szenarien bis zum Jahr 2050

modelliert (2005, 2025 und 2050) und abhängig von der Szenarioentwicklung deren Kosten berechnet und deren Ökobilanzen (bzw. Sachbilanzen) ermittelt (Bauer et al. 2008). Betrachtet wurden drei Hauptszenarien, die mögliche Entwicklungen aus der Perspektive der CCS-Technologie darstellen: „pessimistic“, „optimistic-realistic“ und „very optimistic“. Als wahrscheinlichster Pfad wurde – wie auch bei den anderen Technologien der NEEDS-Studie – der Pfad „optimistic-realistic“ angenommen, der auch im Folgenden analysiert wird. Weiterhin wurden auch treibende und bremsende Kräfte sowie die generelle Rolle von fossiler Stromerzeugung in zukünftigen Energiesystemen analysiert.

Die in NEEDS angewendete Dynamik ist auch der wesentliche Unterschied zu allen anderen bisher erschienenen Studien: Indem die Ökobilanzen mit den Ausbauszenarien verknüpft wurden, konnten entsprechenden „Lerneffekte“ auf technischer Seite (und damit der Materialbilanz) berücksichtigt werden. Eine doppelte Dynamik ergibt sich dadurch, dass auch die Hintergrundprozesse Jahrzehnt für Jahrzehnt angepasst wurden, indem zum Beispiel höhere Recyclingraten für Stahl oder ein veränderter Energiemix basierend auf europäischen Energieszenarien in die Herstellung eingegangen ist. Für die folgende Darstellung wurde der Pfad für das 440 ppm- (Klimaschutz) Szenario ausgewählt.

In der Studie wurden für Steinkohle- und für Braunkohle-Kraftwerke die drei Verfahren Post-combustion, Pre-combustion und Oxyfuel betrachtet; für Erdgas-GuD wurde das Post-combustion Verfahren angewendet. Der Einsatzzeitpunkt für IGCC (Pre-combustion) wurde für 2015 angenommen. Gerechnet wurde der komplette Lebenszyklus (Vorketten der Energieträger; Herstellung, Betrieb und Abbau der Kraftwerke; Depositionierung). Es wurden durchgängig Ökobilanz-Module aus der ecoinvent-Datenbank verwendet, die die Ist-Situation in Europa bzw. den Transport dorthin beschreiben. Zukünftige Zeiträume wurden gemäß (ESU und IFU 2008) modelliert. Alle Ergebnisse wurden aufgeteilt nach Herstellung, Betrieb, Brennstoff und Abbau.

Folgende Annahmen wurden für die Referenzkraftwerke (ohne CCS) getroffen:

1. Steinkohle-Dampfkraftwerk Referenz: Kraftwerk Rostock (ultra-superkritisch, 350, 600, 800 MW)
2. Steinkohle-IGCC Referenz: Kraftwerk Puertollano (Spanien), fortgeschrieben (450 MW)
3. Braunkohle-Dampfkraftwerk Referenz: Kraftwerk Niederaussem K, Bergheim (BoA-Braunkohlenkraftwerk mit optimierter Anlagentechnik, 950 MW)
4. Braunkohle-IGCC Referenz: Kraftwerk Vrespva (Tschechien, 400 MW)
5. Erdgas GuD Referenz: Kraftwerk Mainz-Wiesbaden (400 MW)

Diese Kraftwerke wurden entlang der drei unterschiedlichen Technologieszenarien „pessimistic“, „optimistic-realistic“ und „very optimistic“ auf 2025 und 2050 fortgeschrieben und zusätzlich jeweils mehrere CCS-Varianten

108 NEEDS = New Energy Externalities Developments for Sustainability, <http://www.needs-project.org/>.

modelliert.¹⁰⁹ Als Schlüsselparmeter für die CO_2 -Abscheidung werden der Nutzungsgrad (ohne/mit CCS), die CO_2 -Abscheiderate und der Chemikalieneinsatz für die CO_2 -Wäsche angesehen. Die Infrastruktur der Abscheideanlagen wurde nicht modelliert, da die Infrastruktur generell nur gering zu den Ökobilanz-Ergebnissen beitrage.

- Der *Nutzungsgrad* wurde nach Literaturangaben fortgeschrieben. Je nach Primärenergieträger, Technologie und Szenario wurden Effizienzeinbußen zwischen 6 und 10 Prozentpunkten für 2025 und zwischen 4 und 10 Prozentpunkten für 2050 angenommen. Vergleicht man die 2025er Werte mit denjenigen der RECCS-Studie, so wurden zwischen 25 und 40 Prozent geringere Einbußen als bei den in RECCS für das Jahr 2020 modellierten Kraftwerken angenommen.
- Als *CO_2 -Abscheideraten* wurde bei Post- und Pre-combustion 90 Prozent (RECCS: 88 Prozent) und bei Oxyfuel 99,5 Prozent (Kohle) bzw. 100 Prozent (Erdgas) angenommen (RECCS: 99,5 Prozent für Kohle).
- Für den Post-combustion Abscheidungsprozess wurde der Verbrauch an MEA, Natronlauge (NaOH) und Aktivkohle modelliert, mangels Daten jedoch nicht für die Zukunft fortgeschrieben. Es wurden Annahmen für das Verhalten von NO_x und SO_x -Emissionen getroffen. Für die Oxyfuel Verbrennung wurde nur der Energieverbrauch der Luftzerlegung gerechnet.

Für den *Transport* wurden zwei unterschiedliche Entfernungen (200 und 400 km) angenommen. Für die 400 km lange Pipeline wurde eine Verdichtung nach 200 km gerechnet. Der hieraus resultierende Strombedarf wurde aus (Wildbolz 2007, Doka 2007) übernommen. Die Infrastruktur wurde in Anlehnung an Erdgaspipelines modelliert. Es wurde eine Leckagerate von 0,26 g/tkm angenommen, was einem Wert von 0,0052 Prozent pro 200 km oder 0,000026 Prozent pro km Transport entspricht.

Zur Modellierung der *CO_2 -Lagerung* wurde für zwei unterschiedliche Lagerformationen (Aquifer in 800 m Tiefe und ausgebeutete Erdgaslagerstätte in 2.500 m Tiefe) der Strombedarf zum Aufbau des nötigen Injektionsdrucks mit einbezogen, der in (Wildbolz 2007, Doka 2007) gerechnet wurde. Es wurde keine Leckage modelliert, sondern eine Leckagerate von Null angenommen und davon ausgegangen, dass andere Lagerstätten nicht genehmigt werden würden und zudem Tests und Monitoring eventuelle Leckagen aufdecken würden.

Im Gegensatz zu „kompletten“ Ökobilanzen wurde in NEEDS der letzte Schritt, die Umweltwirkungsanalyse, nicht durchgeführt. Lediglich das Treibhausgas-Potenzial wurde über die Wirkungsfaktoren des IPCC zusammengefasst. Sämtliche Sachbilanzergebnisse sind jedoch über

die NEEDS-Website abrufbar und können entsprechend weiter verarbeitet werden.

Zentrale Schlussfolgerungen der Studie sind:

Die Anwendung von CCS kann bis zum Jahr 2050 die Treibhausgas-Emissionen fossiler Kraftwerke, abhängig vom Brennstoff, der eingesetzten Technologie und den betrachteten Szenarien, um 70–95 Prozent und damit signifikant reduzieren. Als Ergebniswerte über alle Szenarien wurden 26–192 g (CO_2 -eq)/kWh_{el} errechnet. Innerhalb des „optimistic-realistic“-Szenarios ergibt sich der niedrigste Wert mit 28 g (CO_2 -eq)/kWh_{el} im Jahr 2050 für das mit Braunkohle betriebene Oxyfuel Dampfkraftwerk. Dem stehen das Erdgas-GuD mit 77, das Braunkohle-IGCC mit 118 und das Steinkohle-Dampfkraftwerk (post-combustion) mit 168 g (CO_2 -eq)/kWh_{el} gegenüber. Transport und Lagerung tragen nur unwesentlich zu den Gesamtemissionen bei.

Den geringeren THG-Emissionen steht ein erhöhter Energieaufwand (plus 10–20 Prozent im Jahr 2050) sowie ein entsprechender Anstieg sämtlicher durch die Förderung und den Transport der Energieträger verursachten Emissionen gegenüber. Dies betrifft, wie auch in RECCS gezeigt wurde, insbesondere die Steinkohle- und die Erdgas-Vorkette. Bei einer Vielzahl von Emissionen ergibt sich dadurch auch in der Gesamtsumme eine höhere Belastung als ohne CCS. Genauere Aussagen hierzu sind nicht möglich, da die Studie keine Umweltwirkungsparameter berechnet hat.

Im Vergleich zur RECCS-Studie ergeben sich generell eine höhere Emissionsreduktion und ein niedrigerer Energieaufwand, was insbesondere an den um 25–40 Prozent niedriger angenommenen Effizienzeinbußen im Jahr 2025 sowie weiteren Effizienzverbesserungen bis zum Jahr 2050 liegt. Insbesondere für Braunkohle-Kraftwerke wurde ein zu geringer Energieaufwand modelliert: Obwohl der Abscheideaufwand für Braunkohle aufgrund der höheren CO_2 -Emissionen wesentlich höher als bei Steinkohle-Kraftwerken liegt, wurden für beide die gleichen Effizienzeinbußen verwendet.

8.2.3 Ergebnisvergleich

Entwicklung der Emissionen

Die Ergebnisse der RECCS-Studie wurden für Post-combustion Prozesse im Wesentlichen bestätigt, auch wenn in den neueren Studien (insbesondere von Koornneef et al. 2008b) die Abscheidung und zum Teil auch der Transport und die Lagerung detaillierter modelliert werden konnte. Wesentlich neue Ergebnisse liegen für Pre-Combustion und Oxyfuel vor, auch wenn hier die Abscheidungsprozesse noch nicht im Detail betrachtet werden konnten. Alle Ergebnisse der Emissionsrechnung sind in Tab. 8-2 dargestellt.

Der einzige Wert, der von allen Studien ausgewiesen wird, sind die Treibhausgas-Emissionen, die sich im Wesentlichen aus den CO_2 -, CH_4 - und N_2O -Emissionen zusammen setzen. Sie spielen insbesondere eine Rolle bei Steinkohle- und Erdgas-Kraftwerken, da hier in den Vorketten erhebliche Methan-Emissionen (CH_4) entstehen.

¹⁰⁹ Obwohl Steinkohle- und Braunkohle-Dampfkraftwerke für den Ist-Zustand unterschiedlich modelliert werden, wird für zukünftige Dampfkraftwerke nicht mehr zwischen Braun- und Steinkohle unterschieden. Dies bedeutet, dass Braunkohle insbesondere vom Nutzungsgrad her eine schnellere Entwicklung als Steinkohle durchlaufen muss.

Tab. 8-2 Gesamtüberblick über Ergebnisse von Ökobilanzen der Gesamtkette CCS – Auswertung fünf verschiedener Studien

	Einheit	Wuppertal Institut 2007					Uni Utrecht 2008	FZ Jülich 2009		IFEU Institut 2009			
		Steinkohle		Braunkohle	Erdgas		Steinkohle	Steinkohle		Braunkohle			
Kraftwerke		Dampf	Dampf	IGCC	Dampf	GuD	Dampf	Dampf	Dampf	Dampf	Dampf	IGCC	
CCS													
Abscheideart		Post (MEA)	Oxyfuel	Pre	Post (MEA)	Post (MEA)	Post (MEA)	Post (MEA)	Post (MEA)	Post (MEA)	Oxyfuel	Pre	
Jahr		2020					2008	2020		2020			
Art		Neubau					Neubau	Nachrüstung	Neubau	Neubau			
Referenzjahr		2020					2008	2010	2020	2020			
Nutzungsgrad ohne CCS	%	49		50	46	60	46 ^{a)}	46	49	46	46	48	
Nutzungsgrad mit CCS	%	40	38	42	34	51	35	35,5	41,5	27,8	33,4	38,7	
Verluste	%-Punkte	9,0	11,0	8,0	12,0	9,0	11,0	10,5	7,5	18,2	12,6	9,3	
Abscheiderate	%	88	100	88	88	88	90,0	90,0	90,0	90	92	90	
CO ₂	g/kWh _{el}	160	68	151	195	102	k.A.	135	113	k.A.			
Referenz	g/kWh _{el}	710	710	695	895	370	k.A.	731	686	k.A.			
Vergleich zu Referenz	%	-77%	-90%	-78%	-78%	-72%	k.A.	-82%	-84%	k.A.			
THG (CO ₂ -Äquiv.)	g/kWh _{el}	262	176	245	198	132	243	210	190	190	120	140	
davon direkte Emission	g/kWh _{el}	93	15	89	106	54	107	90	80	151	95	137	
Referenz (CO ₂ -Äquiv.)	g/kWh _{el}	792	792	774	897	396	837	800	770	940	940	880	
davon direkte Emission	g/kWh _{el}	687	687	671	878	336	750	730	620	922	822	863	
Vergleich zu Referenz	%	-67%	-78%	-68%	-78%	-67%	-71%	-74%	-75%	-80%	-87%	-84%	
Anteil Infrastruktur	%						0,3			2,3-2,6	2,3-2,6	2,3-2,6	
Vermeidungseffizienz ^{b)}	%						68						
Zunahme Wirkungskategorien ^{c)}													
ADP	%	28 ^{d)}		44 ^{d)}			33	27 ^{d)}	20 ^{d)}	66 ^{d)}	66 ^{d)}	24 ^{d)}	
GWP	%	- 67	- 78	- 68	- 78	- 67	- 71	- 74	- 75	- 80	- 87	- 84	
ODP	%						55						
HTP	%						181	210	157	26	- 22	27	
FWAETP	%						46						
MAETP	%						-29						
TEP	%						57						
POP	%	94		524			27	6	-13	250	- 56	40	
AP	%	- 10		- 3			46	13	5	- 5	- 76	66	
EP	%	36		40			80	80	66	98	- 80	20	
PM10	%	2		24									

^{a)} Als Referenz wird hier der Ist-Zustand verwendet

^{b)} Vermeidungseffizienz = kg CO₂ vermieden pro kg CO₂ eingelagert

^{c)} Umweltwirkungskategorien (angegeben ist das jeweilige Potential):

ADP = Abiotic depletion; GWP = Global Warming; ODP = Ozone Depletion; HTP = Human Toxicity; FWAETP = Fresh water aquatic ecotoxicity;

MAETP = Marine aquatic ecotoxicity; TEP = Terrestrial ecotoxicity; POP = Photochemical oxidation; AP = Acidification; EP = Eutrophication

^{d)} Nur Primärenergie-Bedarf

^{e)} Dargestellt wird das „450 ppm“-Szenario, bezogen auf das „optimistisch-realistisch“-Szenario

k.A. = keine Angabe; THG = Treibhausgas; IGCC = Integrated Gasification Combustion Cycle; GuD = Gas- und Dampfkraftwerk; MEA = Monoethanolamin

Autoren: Wuppertal Institut 2007 (WI et al. 2007); Uni Utrecht (Koorneef et al. 2008b); FZ Jülich (Schreiber et al. 2009); IFEU Institut (Pehnt und Henkel 2009); PSI und IER (Bauer et al. 2008)

Dieser Effekt wird durch den erhöhten Energieverbrauch der CCS-Kraftwerke noch verstärkt. Abb. 8-1 zeigt einen Überblick über die Entwicklung der THG-Emissionen in den verschiedenen Studien (nicht dargestellt sind die Sensitivitätsanalysen, die alle Studien enthalten). Während die Abscheideraten und die Ausgangs-Emissionen im Jahr 2020 von allen Studien im Wesentlichen identisch angenommen werden, zeigen sich teilweise deutliche Abweichungen bei der Minderung der THG-Emissionen. Der Grund hierfür sind die unterschiedlichen Annahmen über die durch die Abscheidung verursachten zusätzlichen Energieverbräuche und somit die Minderung der Nutzungsgrade. Insbesondere in der NEEDS-Studie

(Bauer et al. 2008) werden deutlich geringere Verluste als in den anderen Studien angenommen.

Für das Jahr 2020/2025 werden folgende THG-Minderungsgraden ausgewiesen:

- Steinkohle: Dampf (67 – 72 Prozent), Oxyfuel (78 und 85 Prozent), IGCC (68 und 67 Prozent)
- Braunkohle: Dampf (78 – 81 Prozent), Oxyfuel (87 und 95 Prozent), IGCC (83 und 84 Prozent)
- Erdgas: Dampf (67 und 75 Prozent)

Hinsichtlich der weiteren Umweltwirkungskategorien steigen die Werte bei Post-combustion und Pre-combustion

155

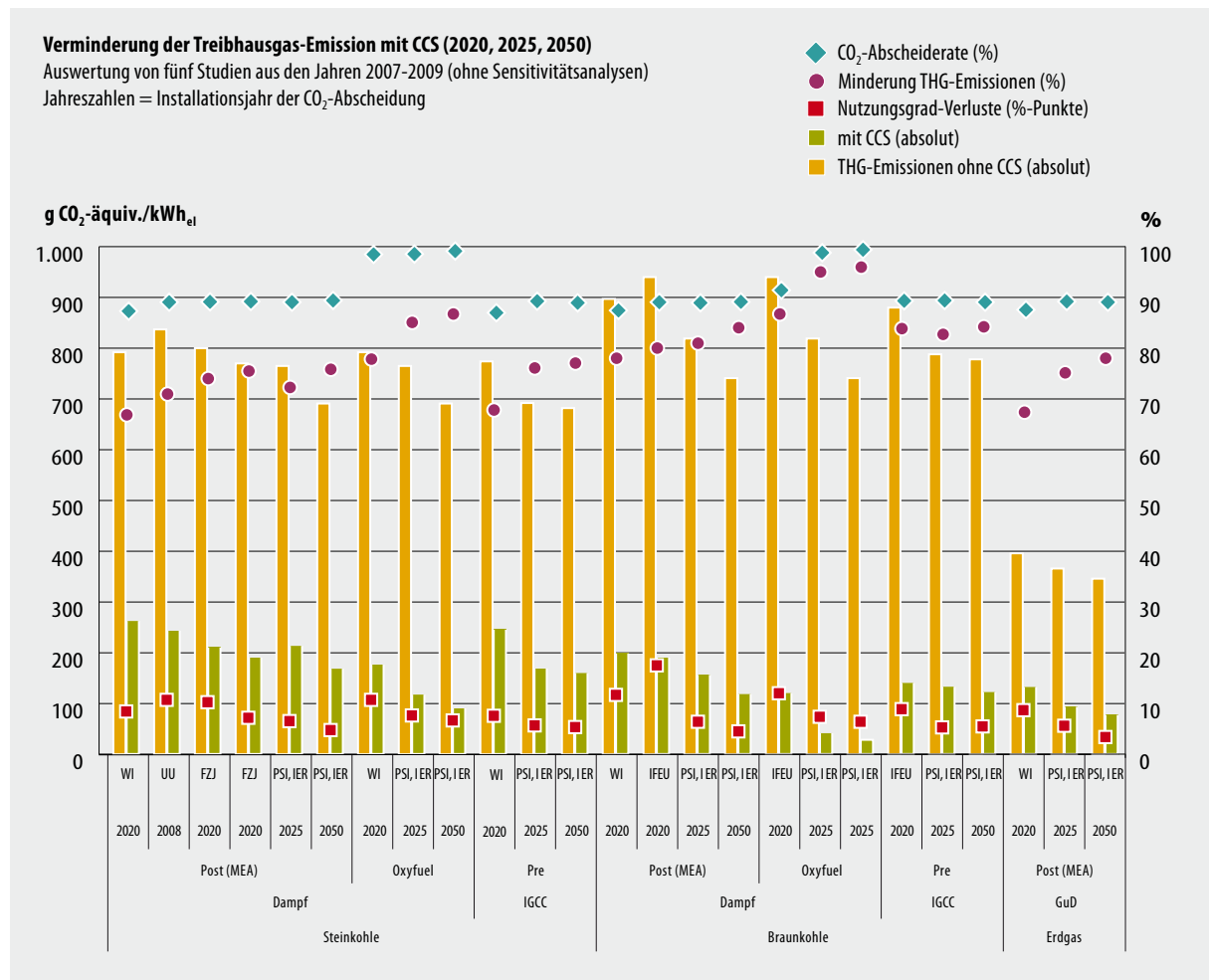


Abb. 8-1 Entwicklung der Treibhausgas-Emissionen bei der CO₂-Abscheidung – Auswertung fünf verschiedener Studien

Quelle: eigene Darstellung nach Auswertung von WI et al. 2007 (WI), Koornneef et al. 2008b (UU), Schreiber et al. 2009 (FZJ), Pehnt und Henkel 2009 (IFEU), Bauer et al. 2008 (PSI, IER)

um Angaben für die tatsächlich anfallenden bzw. reduzierten Emissionen bei der Abscheidung zu erhalten. Dies würde das Verständnis und die Modellierung der im einzelnen ablaufenden chemischen Prozesse wesentlich verbessern.

Zeitrahmen

In den meisten Studien wurde nicht berücksichtigt, dass ein kommerzieller Einsatz von CCS (inklusive Transport und Lagerung) wohl erst in 2025, eher in 2030 zu erwarten sein wird. Nur in der NEEDS-Studie ist eine Bilanzierung für die Zeiträume 2025 und 2050 erfolgt, allerdings ausgehend von einem Start in kommerzieller Größenordnung in 2020.

Berechnung von abgeschiedenem und vermiedenem CO₂

Auch wenn in wissenschaftlichen Studien durchgängig die abgeschiedenen von den tatsächlich vermiedenen Mengen an CO₂ unterschieden werden, ist dies im Allge-

meinen keine gängige Praxis.¹¹⁰ Es sollte daher bei allen Berechnungen zur CO₂-Vermeidung der von (Koornneef et al. 2008b) in die Diskussion gebrachte *Vermeidungs-Effizienz-Koeffizient* mit angegeben werden. Dies spielt insbesondere bei der späteren Anrechnung von CO₂-Zertifikaten im Sinne der geänderten ETS-Richtlinie (siehe Kapitel 6.1.2.7) eine wichtige Rolle.

8.3 Vergleich von Strom aus CCS und aus erneuerbaren Energien

Die Entwicklung der fossilen Technologien inklusive CCS wird wiederum mit erneuerbaren Energien verglichen. Betrachtet werden nur die Treibhausgas-Emissionen, da die anderen Umweltwirkungskategorien für CCS nicht einheitlich vorliegen.

¹¹⁰ So hat ein Vertreter eines großen Energieversorgers auf der Loccumer CCS-Tagung im Oktober 2009 erklärt, dass sie die Mehrmissionen an CO₂ bisher nicht in ihre Rechnungen mit einbeziehen würden.

Tab. 8-3 Treibhausgas-Emissionen von solarthermischen Kraftwerken, Fotovoltaik und Wind offshore (derzeitige Situation, 2025 und 2050)

	Solarthermie		Fotovoltaik		Wind offshore	
	2025	2050	2025	2050	2025	2050
IST	30,56		68,94		14,60	
Minimum	19,83	16,99	16,65	5,55	5,71	7,67
Maximum	20,90	17,55	36,64	7,39	11,81	6,66

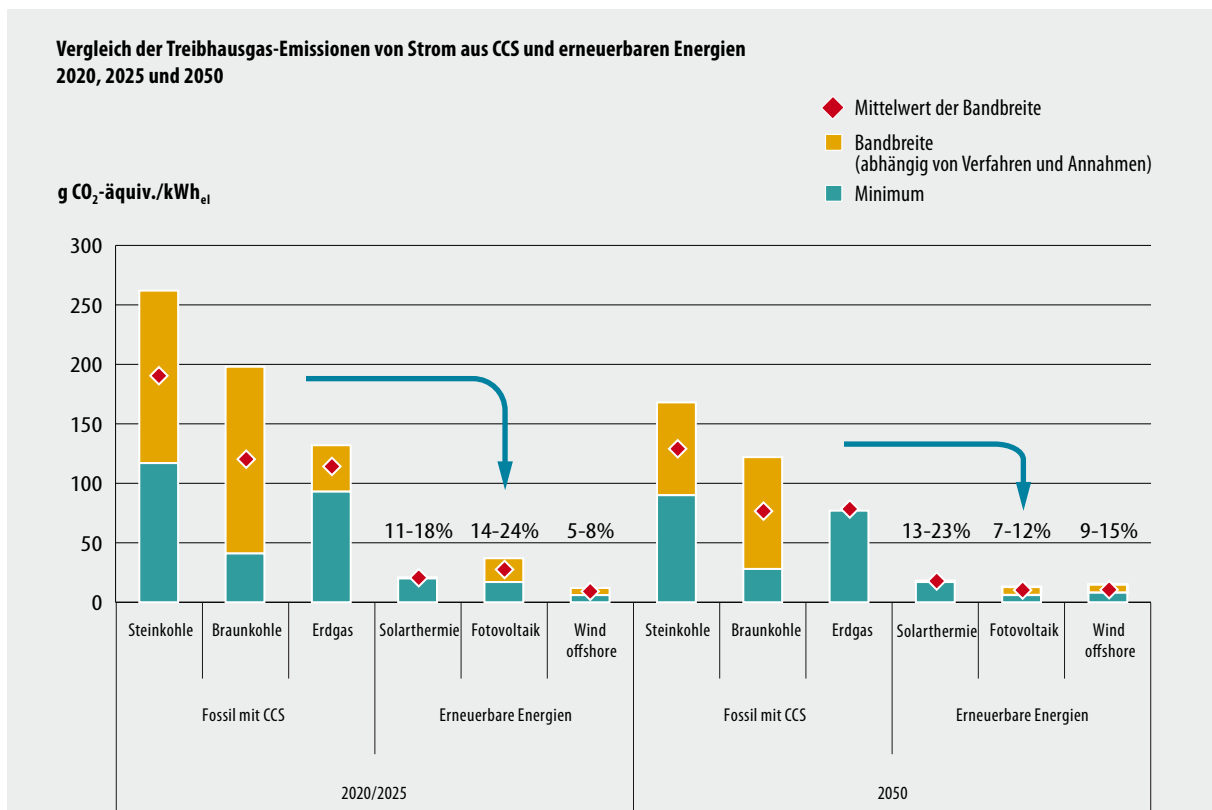
Alle Angaben in g CO₂-Äqu./kWh_{el}
Dargestellt ist jeweils ein Mix aus verschiedenen Technologien
Quellen der Basiswerte CO₂, CH₄, N₂O: Solarthermie (Viebahn et al. 2008), Fotovoltaik (Frankl et al. 2008), Wind offshore (DONG energy 2008)

Quelle: DONG Energy 2008, Frankl et al. 2008, Viebahn et al. 2008, IPCC 2007 (Umrechnung auf CO₂-Äquivalente)

Verwendet werden Ergebnisse aus der oben beschriebenen EU-NEEDS Studie, in der neben zukünftigen fossilen Energietechnologien auch eine Reihe von erneuerbaren Energien im Hinblick auf ihre zukünftige Entwicklung untersucht wurde. Dabei wurden ebenfalls Ökobilanzen für drei Entwicklungsstufen erstellt: derzeitige Technologie, Stand 2025 und Stand 2050. Wie oben erläutert, wurden gleichzeitig die Hintergrundprozesse an Energiemixe angepasst, die verschiedenen pan-europäische Energieszenarien entspringen. Von ihnen wird hier wiederum das 440 ppm-Klimaschutzszenario verwendet. Unter den drei Technologieszenarien „pessimistisch“, „optimistisch-realistisch“ und „sehr optimistisch“ wird jeweils der mi-

nimale und der maximale Wert ausgewählt. Für den Vergleich mit CCS-Kraftwerken werden offshore Windkraft (DONG Energy 2008), Fotovoltaik (Frankl et al. 2008) und solarthermische Kraftwerke (Viebahn et al. 2008) mit einbezogen, deren Treibhausgas-Emissionen (CO₂, CH₄ und N₂O) in Tab. 8-3 dargestellt sind. Die Werte beschreiben dabei jeweils einen Mix verschiedener Technologien, der unter den angegebenen Quellen nachgelesen werden kann.

In Abb. 8-2 werden die CCS-Kraftwerke der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu den Zeitpunkten 2020/2025 und 2050 gegenüber gestellt. Von allen betrach-


Abb. 8-2 Treibhausgas-Emissionen von fossilen Kraftwerken mit CCS im Vergleich mit Strom aus erneuerbaren Energien (solarthermische Kraftwerke, Fotovoltaik und Wind offshore (2020/2025 und 2050))

Quelle: eigene Darstellung

teten Optionen werden jeweils der minimale und maximale Wert sowie der Mittelwert der Bandbreite angegeben. Bei den fossilen Kraftwerken ergibt sich die Bandbreite daraus, dass Dampfkraftwerke und IGCC aus Tab. 8-2 zusammen gefasst wurden, bei erneuerbaren Energien ergibt sie sich aus den in Tab. 8-3 dargestellten Minimal- und Maximalwerten.

Selbst gegenüber den CCS-Kraftwerken verursachen die erneuerbaren Energien nur einen Bruchteil der Treibhausgas-Emissionen (die größtenteils aus der Herstellung stammen). In 2025 verursachen Wind offshore nur 5–8 Prozent, Solarthermie 11–18 Prozent und Fotovoltaik 14–24 Prozent der Emissionen der CCS-Kraftwerke. Bis 2050 verbessert sich insbesondere die Fotovoltaik, die dann nur noch 7–12 Prozent der Emissionen der CCS-Kraftwerke ausstößt; Wind offshore verursacht 9–15 Prozent und Solarthermie 13–23 Prozent.

8.4 Direkte Umweltwirkungen außerhalb von LCA

Einige Umweltwirkungen können nicht mittels Ökobilanzen beurteilt werden. So ist zum Beispiel der Verbrauch von Wasser und von Kühlwasser nicht in der CML-Methode enthalten. Auch wird der Landverbrauch, der sowohl durch die zusätzlichen Infrastruktur-Anlagen als auch insbesondere durch den vermehrten Kohleabbau verursacht wird, nicht betrachtet. (Koornneef et al. 2008b).

Nicht beurteilt werden können zudem Risiken, die durch den Transport und die Zwischenlagerung von Chemikalien (MEA) oder des abgeschiedenen Kohlendioxids auftreten können. Diese sind einer Risikoanalyse vorbehalten. (Koornneef et al. 2008b)

Bisher nicht untersucht wurden auch die Folgen, falls durch die CO₂-Injektion offshore Salzwasser freigesetzt wird und die lokale Konzentration an Salzwasser in diesen Fällen erheblich ansteigt. Untersucht werden müsste, ob dies direkte Folgen in der Umgebung der Austrittsstelle hat oder ob eine schnelle Verdünnung mit dem Meerwasser zu unbedenklichen Konzentrationen führt (siehe Utsira-Exkurs in Kapitel 7.6.3). Wird CO₂ zum Zwecke der erhöhten Erdölförderung (EOR) injiziert, so werden zudem große Mengen *verunreinigtes* Salzwasser den Weltmeeren zugeführt (Lindeberg et al. 2009). Diese Argumentation angewendet auf onshore Potenziale ist noch weitreichender: Wenn es nötig wäre, Salzwasser in derselben Größenordnung zu fördern, wie CO₂ injiziert wird, um den Druckanstieg in Aquiferen unter Kontrolle zu haben, dann wäre die Ablagerungskapazität auf Land äußerst schwierig zu nutzen.

In keiner Ökobilanz wurden bisher räumliche und zeitliche Auswirkungen der bilanzierten Emissionen betrachtet. So dürften zum Beispiel SO₂- und NO_x-Emissionen, die beim Schiffstransport der Kohle auftreten und einen erheblichen Einfluss auf die Kategorie Versauerung und Eutrophierung haben (Koornneef et al. 2008b) anders

zu beurteilen sein als die gleichen Emissionen, wenn sie direkt am Kraftwerk frei werden.

Inwieweit Amine, welche bei der CO₂-Wäsche eingesetzt werden, gesundheitliche oder ökologische Auswirkungen haben, ist bisher ebenfalls nicht hinreichend geklärt. In einer Studie der norwegischen Umweltorganisation Bellona zu dieser Thematik wird auf die noch vorhandenen Wissenslücken hingewiesen (Bellona 2009). Bellona schlägt sieben Punkte vor, welche bis zum kommerziellen Einsatz der CCS-Technologie geklärt werden sollten, um das Risiko einer Umweltbeeinträchtigung durch Amine zu minimieren oder bestenfalls zu verhindern:

1. Wissenslücken füllen – Ermittlung der Abbaupfade, der Abbaumenge und der Verbleibzeiten der Verfallsprodukte von Aminen in der Atmosphäre. Ermittlung toxischer Belastungsgrenzen für den Menschen auch im Hinblick auf die Festsetzung von Höchstwerten. Ermittlung des Grades der Ökotoxikologie der Amine auf terrestrische und aquatische Ökosysteme.
2. Entwicklung von Aminen mit geringen Umweltauswirkungen – kontinuierliche Verbesserung der Aminwäschen durch geringeren Energieaufwand, weniger aminabhängigen Emissionen und weniger Verfallsprodukten als die bisher eingesetzten Amine.
3. Entwicklung von Wäscheverfahren mit geringst möglichen Restemissionen – die derzeitige Abscheiderate durch Amine im Kraftwerk von 85–90 Prozent sollte weiter gesteigert werden.
4. Sicherung des korrekten Umgangs mit den Abfallprodukten der Amine, da bei einem weltweiten Einsatz dieser Verfahren enorme Mengen an Sondermüllabfällen anfallen.
5. Entwicklung alternativer Verfahren – Erforschung weiterer Abscheideverfahren zum Beispiel mittels Membranen oder der „Chemical-Looping-Combustion“, also der Nutzung im Kreislaufverfahren mit geringen Verlusten des eingesetzten Abscheidemittels (siehe auch Kapitel 3).
6. Verankerung verbindlicher Vorschriften – wenn die im ersten Punkt genannten Wissenslücken gefüllt wurden, sollten verbindliche Verordnungen für den Betrieb von CCS-Kraftwerken erstellt werden, um geringst mögliche Umweltbeeinträchtigungen zu erreichen.
7. Nutzung von CCS-Demonstrations-Programmen zur Klärung offener Fragen bezüglich der Aminwäsche als Abscheideverfahren in einem CCS-Kraftwerk und deren möglichen Umweltauswirkungen.

8.5 Indirekte Umweltwirkungen durch Kohleabbau und soziale Aspekte

Generell ist der Abbau von Kohle mit einer tiefgreifenden und großflächigen Veränderung der Landschaft verbunden. Die Folgen solcher Landschaftsumgestaltungen sind zumeist eine Absenkung des Grundwasserspiegels, eine Wasserverseuchung durch Grubenabwässer und die An-

lage riesiger Abraumhalden mit negativen Auswirkungen auf die Grundwasserversorgung der Landwirtschaft und der umliegenden Ökosysteme. Zusätzlich werden enorme Wassermengen verbraucht, um die Kohle zu waschen und Kohlekraftwerke zu kühlen, was in manchen Gebieten zu einer deutlichen Wasserverknappung in Flüssen und Bächen führt.

Mit dem Verlust der landwirtschaftlich nutzbaren Flächen geht durch die Umsiedlung oder Vertreibung der Bevölkerung der Verlust der Wohnstätten einher. Es folgt die Zerstörung von Dorfgemeinschaften und die daraus resultierenden sozialen und kulturellen Konsequenzen. Oft gehen die Anwohner nicht freiwillig und werden zwangsvertrieben – oftmals unter Androhung von Gewalt oder Anwendung derselben bis hin zum Mord.

Während Letzteres in Deutschland nicht der Fall ist, führt die Umsiedlung auch hier zu erheblichen Problemen. In Deutschland wurden in der Region Lausitz mehr als 100 Dörfer mit insgesamt über 100.000 Einwohnern für den Kohleabbau (zwangs-)umgesiedelt (Tagesspiegel 2009). Eines der letzten betroffenen Dörfer war Horno mit etwa 300 Einwohnern, die ihre Heimat trotz heftigen und 25 Jahre andauernden Widerstands verloren haben. Im Westen Deutschlands wurden für das Abbauprojekt Garzweiler II um die 7.000 Menschen umgesiedelt. Neben der teilweise erfolgenden Auflösung der bisherigen Dorfgemeinschaft kann ein Neubaugebiet mit frischen Anpflanzungen architektonisch noch so perfekt erscheinen, wird aber eine meist über Jahrhunderte gewachsene Bebauungs- und umliegende Biotopstruktur nicht ersetzen können (Welt online 2004). Durch den Einsatz der CCS-Technologie in der Energieerzeugung würde sich diese Problemlage noch verstärken, da ein erhöhter Kohleinsatz von 18–35 Prozent benötigt wird (siehe Kapitel 10.3).

Beim Abbau selber werden Schwefel-, Methan- und Staubemissionen freigesetzt, denen die Arbeiter zumeist direkt ausgesetzt sind, da es in vielen kohle fördernden Ländern keine oder nur unzureichende Sicherheitsvorkehrungen gibt. Durch diese Emissionen entsteht saurer Regen, und es bildet sich Smog. Dazu kommt die Gefährdung der Arbeiter durch Gas- und Staubexplosionen sowie durch Wassereinfälle. In den vom Kohleabbau betroffenen Gebieten sind bei den Arbeitern und direkten Anwohnern zunehmend Atemwegserkrankungen und Hautausschläge festzustellen. Nach Aufgabe des Abbaus kommt es oft zu Bergsenkungen und Einstürzen, welche verheerende Schäden an der vorhandenen Infrastruktur und umliegenden Häusern verursachen (Greenpeace 2008). Bei der Nutzung der Kohle durch Verbrennung entstehen Rückstände mit nicht unerheblichen Konzentrationen an Schwermetallen, radioaktiven Substanzen und anderen für die Natur, respektive Böden und Gewässer, gefährlichen Stoffen.

Brennpunkt China: China ist der größte Kohleerzeuger der Welt und deckt damit 75 Prozent der eigenen Stromproduktion. Die durch den unkontrollierten Bergbau in China verursachten Kohlebrände fordern durchschnittlich etwa 6.000 Todesopfer pro Jahr. Diese Brände entstehen durch eine Spontanentzündung der Kohle beim

Luftkontakt. In China verbrennen jährlich 10–20 Mio. Tonnen Kohle und gefährden die Arbeiter und die umliegenden Anwohner durch die dabei entstehende Hitze und Emissionen, abgesehen von der globalen Klimaschädigung durch die CO₂-Freisetzung (Scinexx 2008).

In Indien gibt es weltweit die meisten Kohlebrände – die Folge daraus sind steigende Temperaturen sowie giftige Stoffeinträge in die Gewässer, den Boden und die Luft. Die Rauchgase der Kohlebrände enthalten Kohlenmonoxid, Kohlendioxid, Schwefeldioxid und Stickoxide, sie verursachen zusammen mit dem allgegenwärtigen Kohlestaub diverse Lungen- und Hauterkrankungen. So sind die ehemals dicht besiedelten Kohlereviere Jharia, Ranigani und Singareni zu Ödland verkommen. Diese Kohlebrände gelten, solange eine Sauerstoffzufuhr besteht, als unlöslich (Greenpeace 2008).

8.6 Mögliche Auswirkungen der CO₂-Lagerung auf unterirdische Ökosysteme

Ungeklärt ist bisher die Frage, ob die Verbringung großer Mengen Kohlendioxid einen bio-geo-chemischen Einfluss auf die mikrobielle Lebewelt in tiefen Gesteinsschichten hat. Bei Bohrungen wurden in 3,5 km Tiefe Bakterien, Viren und Pilze gefunden. Diese Mikroben sitzen in Mengen bis zu hundert Mio. pro Gramm Sediment oder Grundwasser in winzigen Rissen und Poren im Gestein (Scinexx 2004).

Die Wissenschaft steht bei diesem Forschungsfeld noch ganz am Anfang. Viele Bakterienarten der tiefen Gesteinsschichten sind bisher noch völlig unbekannt und auch deren „Funktion“ innerhalb dieses Ökosystems ist noch nicht annähernd erforscht. Was man von einigen bekannteren Bakterien-Arten weiß, ist dass sie durch ihren Stoffwechsel chemische Verbindungen im tiefen Gestein verändern. So gewinnen manche ihre Energie durch die Umwandlung von Mangan-, Schwefel-, Stickstoff-, Phosphor-, Eisen- und Kohlenstoffverbindungen. (Scinexx 2004)

Einige Bakterientypen können Kohlendioxid in Methan verwandeln – ob dieses eventuell zur Energiegewinnung genutzt werden kann, ist momentan Gegenstand eines Projektes aus dem Forschungsprogramm GEOTECHNOLOGIEN – RECOBIO II „Untersuchung der biogeochemischen Transformation von im tieferen Untergrund gespeicherten CO₂“ (siehe auch Kapitel 2.1.1). Dabei soll die Bedeutung der autotrophen bakteriellen Reduktion für die Sequestrierung von Kohlendioxid untersucht werden unter besonderer Beachtung der Prozesse, die bei der Methano- und Acetogenese ablaufen. Des Weiteren sollen Auswirkungen von Verunreinigungen im Kohlendioxid auf die biogeochemischen Prozesse bestimmt werden. Die Ergebnisse werden nach Abschluss des Projektes im Frühjahr 2011 vorliegen.

Zwischen 2004 und 2008 wurden während eines Pilot-Einlagerungs-Tests in der Nähe von Houston, Texas in einem salinen Aquifer (Frio Brine) von (Kharaka et al. 2009) Forschungsergebnisse über die Mobilisation von

Metallen und organischen Verbindungen vor-, während und nach der Injektion von CO₂ gesammelt. Dabei zeigte sich, dass durch die Injektion von CO₂ erhebliche Veränderungen in der chemischen und in der isotopischen Zusammensetzung stattfanden, inklusive einer dramatischen pH-Wert-Verschiebung von 6,3 auf 3,0. Außerdem reagierten insbesondere Eisen, Mangan und Blei sowie aromatische Kohlenwasserstoffe auf die erhöhte CO₂-Konzentration, und ihre Konzentration im Formationsgewässer stieg stark an.

8.7 Schlussfolgerungen aus der Umweltbewertung

In der RECCS-Studie wurden erstmals Ökobilanzen für die drei gängigen Abscheiderouten durchgeführt und mit ausgewählten Anlagen von erneuerbaren Energien und anderen fortschrittlichen Konzepten fossiler Energienutzung verglichen. Dabei wurden die einzelnen Prozesse bei der Abscheidung für Post-combustion Anlagen im Detail modelliert, für Pre-Combustion und Oxyfuel aber nur der zusätzliche Energieverbrauch einbezogen. In diesem Update wurden keine Ökobilanzen selber neu erstellt – mittlerweile liegen jedoch mehrere neue und umfangreiche Ökobilanzen verschiedener Institute vor, die alle gängigen Abscheiderouten, angewendet auf Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerke abdecken. Die meisten Studien wurden im Jahr 2008 erstellt. Ausgewählt wurden jedoch nur Studien, die Ökobilanzen der kompletten CCS-Kette in Anlehnung an die entsprechenden ISO-Normen für Ökobilanzen erstellt haben. Analysiert wurde, mit welcher Genauigkeit die einzelnen Prozessschritte Abscheidung, Verdichtung, Transport und Lagerung modelliert und welche Annahmen dabei zugrunde gelegt wurden.

Die Ergebnisse der RECCS-Studie wurden in den neueren Studien im Wesentlichen bestätigt und erheblich erweitert. Berücksichtigt man die gesamte Prozesskette inklusive der Vorketten der benutzten Stoffe und Energien, können die Treibhausgas-Emissionen von im Jahr 2020 in Betrieb gehenden CCS-Kraftwerken insgesamt um 68 bis 87 Prozent (in Ausnahmefällen bis 95 Prozent) reduziert werden.

Neben den Treibhausgas-Emissionen müssen jedoch auch andere Umweltwirkungen betrachtet werden. Der in allen Verfahren höhere Energieverbrauch sowie die bei den Abscheideprozessen eingesetzten Materialien machen sich in verschiedenen Wirkungskategorien der Ökobilanz direkt proportional bemerkbar. Während dies in der RECCS-Studie nur für Post-Combustion Verfahren modelliert wurde, legen die neueren Studien auch Ergebnisse für Pre-Combustion (sowohl Braun- als auch Steinkohle) und für Oxyfuel vor. Untersucht wurden dabei unter anderem Sommersmog, Eutrophierung, Versauerung von Böden und Gewässern, marine Ökotoxizität und der Partikelaustritt. Je nach Studienannahmen kommt es durch die verschiedenen Wechselwirkungen in den Abscheideprozessen zu vielfältigen trade-offs in den einzelnen Umweltwirkungskategorien. Während bei einigen Studien alle Emissionen entsprechend des

zusätzlichen Energieverbrauchs ansteigen, modellieren andere Studien trade-offs, die durch die gleichzeitige Verminderung anderer Emissionen während des CO₂-Abscheidevorgangs entstehen.

Für Post-combustion Verfahren kommen die Studien im wesentlichen zu dem schon in RECCS vorgelegten Schluss, dass bei fast allen Umweltwirkungen Zunahmen zu verzeichnen sind (+26 bis 250 Prozent). Für Pre-combustion und Oxyfuel können die einzelnen Prozesse noch nicht im Detail modelliert werden – grobe Abschätzungen zeigen beim IGCC Zunahmen aller Umweltwirkungen um 20 bis 66 Prozent, bei Oxyfuel Abnahmen aller Umweltwirkungen um 22 bis 80 Prozent.

Der Anteil der Infrastruktur-Herstellung, also der Anlagen, die für die Abscheidung, den Transport und die Lagerung benötigt wird, wird von allen Studien als sehr gering analysiert (0,3–2,6 Prozent). Der Transport des CO₂ wird weitgehend einheitlich modelliert, auch wenn die Annahmen über die Transportentfernung variieren. CO₂ Leckagen bei der Verdichtung und beim Transport wurden nur teilweise modelliert. Leckagen des CO₂-Lagers werden von keiner Studie angenommen – es wird entweder davon ausgegangen, dass eine Lagerstätte ansonsten nicht genehmigt werden würde oder aber dass CO₂ in jedem Fall frei werden wird, dieses aber sehr verzögert, was erheblich besser für das Klima wäre anstatt hohe Emissionsraten zum derzeitigen Zeitpunkt. Die Injektion wird entweder nicht, nur für den Strombedarf oder nur für die benötigte Infrastruktur modelliert.

Auffallend sind die insgesamt unterschiedlichen Annahmen für die CCS-Kette, dem Einsatzzeitpunkt von CCS, die Art der Referenzkraftwerke, die Wahl verschiedener Parameter und die nicht einheitliche Auswahl der Umweltwirkungskategorien. Dies zeigt – wie auch bei vielen anderen Ökobilanzen – einen Handlungsbedarf hinsichtlich der Harmonisierung der Ökobilanzierung für die CCS-Technologie. Es wird vorgeschlagen, zusammen mit dem deutschen „Netzwerk Lebenszyklusdaten“, das sich die Harmonisierung von Ökobilanzen zum Ziel gesetzt hat, einen einheitlichen Leitfaden zu entwickeln und darauf aufbauend einheitliche Ökobilanzen für CCS-Referenzanlagen zu erstellen.

Nicht nur für die Ökobilanzierung ernst genommen werden sollten die Empfehlungen einiger Autoren, ein umfangreiches Messprogramm für die ersten zu errichtenden CCS-Kraftwerke zu installieren, um Angaben für die tatsächlich anfallenden bzw. reduzierten Emissionen bei der Abscheidung zu erhalten. Dies würde das Verständnis und die Modellierung der im einzelnen ablaufenden chemischen Prozesse wesentlich verbessern.

Selbst gegenüber den CCS-Kraftwerken verursachen die erneuerbaren Energien nur einen Bruchteil der Treibhausgas-Emissionen. In 2025 (2050) verursachen Wind offshore nur 5–8 (9–15) Prozent, Solarthermie 11–18 (13–23) Prozent und Fotovoltaik 14–24 (7–12) Prozent der Emissionen der CCS-Kraftwerke. Alle erneuerbaren Energien verbessern sich bis 2050 absolut, weisen aber prozentual bis auf die Fotovoltaik höhere Werte aus, da auch die CCS-Technologien besser werden.

Nicht in Ökobilanzen betrachtet werden andere Aspekte wie tiefgreifende und großflächige Veränderungen der Landschaft durch den Kohleabbau, die Folgen einer Absenkung des Grundwasserspiegels, eine Wasserverseuchung durch Grubenabwässer oder die Anlage riesiger Abraumhalden mit negativen Auswirkungen auf die Grundwasserversorgung der Landwirtschaft und der umliegenden Ökosysteme. Mit dem Verlust der landwirtschaftlich nutzbaren Flächen geht durch die Umsiedlung oder Vertreibung der Bevölkerung der Verlust der Wohnstätten einher. Es folgt die Zerstörung von Dorfgemeinschaften und die daraus resultierenden sozialen und kulturellen Konsequenzen.

Bisher völlig ungeklärt ist die Frage, ob die Verbringung großer Mengen Kohlendioxid einen bio-geo-chemischen Einfluss auf die mikrobielle Lebewelt in tiefen Gesteinsschichten hat. Bei Bohrungen wurden in 3,5 km Tiefe Bakterien, Viren und Pilze gefunden. Viele Bakterienarten dieser tiefen Gesteinsschichten sind bisher noch völlig unbekannt und auch deren „Funktion“ innerhalb dieses Ökosystems ist noch nicht annähernd erforscht.

Ökonomischer Vergleich von CCS-Kraftwerken und erneuerbaren Energietechnologien

9.1 Aktualisierung der Stromgestehungskosten von CCS-Kraftwerken und erneuerbaren Energien

9.1.1 Zukünftige Pfade für Preise fossiler Energieträger und CO₂-Emissionsrechte

Den größten Einfluss bei der Neuberechnung der Stromgestehungskosten hat die Aktualisierung der Energiepreispfade. In der RECCS-Studie wurde noch die Situation vor dem massiven Anstieg insbesondere des Ölpreises, aber auch des Erdgas- und der Steinkohlepreise abgebildet. Dort wurde ein Niedrigpreispfad und ein moderat höherer „DLR 2004“-Preispfad verwendet. Ein Einfluss von Preisen für CO₂-Emissionsrechte war in der RECCS-Studie in Form eines „CO₂-Aufschlags“ berücksichtigt worden. Addiert gabensie die brennstoffspezifischen Kosten der Nutzung (Verbrennung) fossiler Energieträger an – vereinfacht „Brennstoffpreise (mit und ohne Aufschlag)“ genannt.

Die folgende Neuberechnung basiert auf den Kosten- und Preisberechnungen des *Leitszenario 2008* (BMU 2008a) und spannt einen Fächer von Pfaden zukünftiger „Energiepreise“ auf – wiederum pars pro toto verstanden, also mit Einschluss der Kosten bei der Verbrennung der Energieträger, die durch die Preise für CO₂-Rechte bestimmt sind. Die Untergrenze der Preispfade in der vorliegenden Neuberechnung bilden Pfade, die in 2005 noch als „Hochpreisszenarien“ bezeichnet wurden. Die Energiepreispfade im engeren Sinne können wie folgt charakterisiert werden (siehe auch Abb. 9-1):

- **Preispfad C („sehr niedrig“):** Die niedrigste Variante übernimmt als repräsentative Entwicklung die Werte der „Ölpreisvariante“, mit der EWI und Prognos der Energiereport IV um eine „Hochpreisvariante“ ergänzt hatten (EWI und Prognos 2006). Auch diese Variante hat die Entwicklung des Ölpreises jedoch stark unterschätzt. Da sie davon ausgeht, dass Rohöl bis 2020/2030 ein mittelfristiges Preisniveau von 50-60 \$₂₀₀₅/b nicht überschreitet, wurde sie hier wie im *Leitszenario* als „sehr niedriges“ Szenario angesetzt. Während die Erdgaspreise praktisch konstant bleiben, ist bei der Steinkohle ein Anstieg zu verzeichnen, wenn auch nur ein geringer.

- **Preispfad B („mäßige“):** Die mittlere Variante berücksichtigt einen „mäßigen Anstieg“ der Preise fossiler Energieträger und ähnelt dem hohen Preispfad im World Energy Outlook 2007 (IEA 2007). Er wurde ausgehend vom Mittelwert des Jahres 2007 fortgeschrieben, dürfte aber aus heutiger Sicht den zukünftigen Preisanstieg ebenfalls eher unterschätzen (BMU 2008a).

- **Preispfad A („deutlich“):** Es wurde daher eine obere Variante mit „deutlichem Anstieg“ entwickelt, die noch etwas über dem hohen Preispfad aus (IEA 2007) liegt. Auf Basis realer Preise bedeutet sie eine Verdopplung des Erdgaspreises und mehr als eine Verdreifachung des Steinkohlepreises.

Aus dem *Leitszenario 2008* werden ebenfalls die zukünftigen Preisrelationen von Rohöl zu Erdgas und von Rohöl zu Steinkohle sowie die längerfristige Entwicklung der Währungsrelation Euro zu US-Dollar verwendet, die dort aus den Politikszenerarien (UBA 2007, Horn und Diekmann 2007) übernommen und bis 2050 fortgeschrieben wurden. In den Politikszenerarien wurde angenommen, „dass Steinkohle sich nicht vom Preisanstieg des Rohöls abkoppelt, sondern im Gegenteil bis 2010 auf rund 40 Prozent des Wärmeäquivalenzpreises von Öl steigt und auf diesem Niveau verharrt. Auch Erdgas übernimmt stärker als in der Vergangenheit die Preissteigerungen des Rohöls und steigt bis zu 85 Prozent des entsprechenden Rohölpreises“ an. Es wurde also nicht nur für Erdgas, sondern auch für Steinkohle einer Anlegbarkeits-Philosophie gefolgt, in Abkehr von der sonst üblichen isolierten Kostenorientierung.¹¹¹

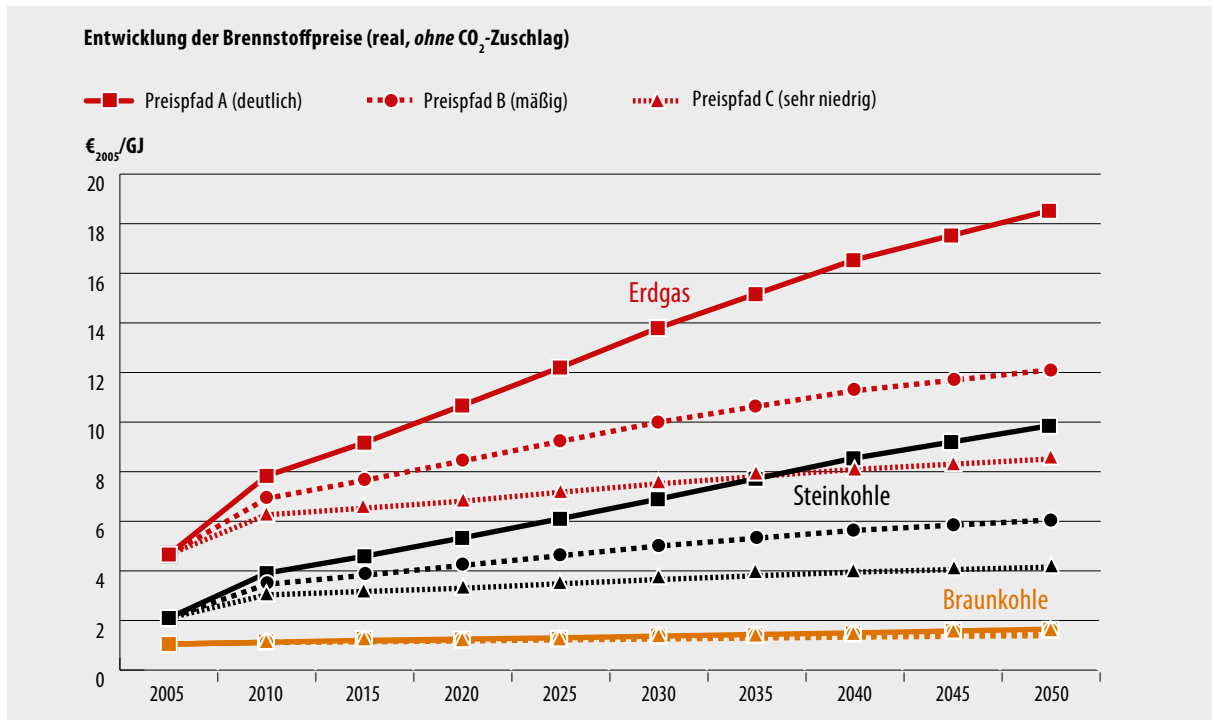
Abb. 9-1 zeigt den Fächer der drei Szenarien auf (reale Werte in Geldwert 2005). Die Ölpreisentwicklung wird hier nicht dargestellt, da sie in dieser Studie nicht direkt verwendet wird. Dagegen ist zusätzlich der Preispfad der Braunkohle mit aufgenommen, der – da heimisch gefördert – nur unwesentlich ansteigt. Er ist jedoch relevant, sobald Aufschläge von Preisen für CO₂-Zertifikate betrachtet werden.

Die Werte der folgenden Grafiken sind jeweils in Tab. 13-1 im Anhang dargestellt.

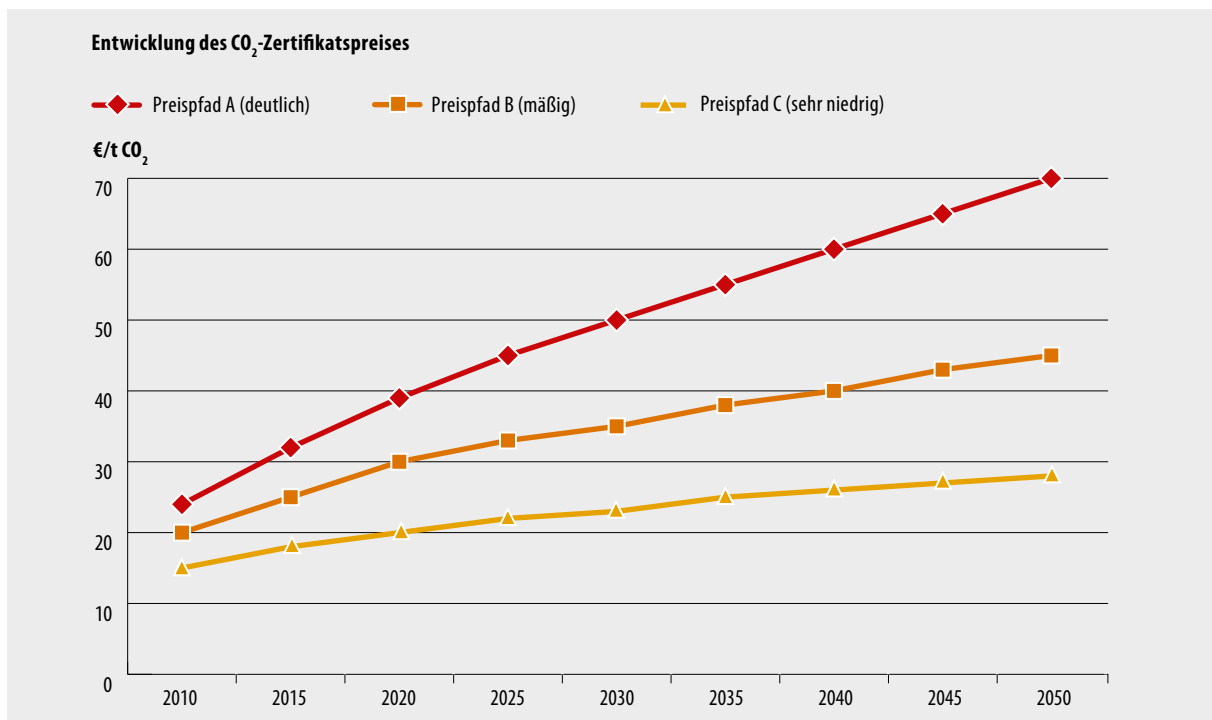
Zusätzlich zur Steigerung der eigentlichen Energieträgerpreise muss auch die Entwicklung der Preise für die CO₂-Zertifikate betrachtet werden. Die gewählten Preise werden aus dem *Leitszenario* übernommen, wo sie ebenfalls in Anlehnung an die Politikszenerarien (Horn und Diekmann 2007) festgelegt wurden:

- **Preispfad C („sehr niedrig“):** Die CO₂-Zuschläge steigen in diesem Szenario von 15 EUR/t in 2010 über 20 EUR/t in 2020 auf nicht mehr als 28 EUR/t in 2050 an und zeigen damit ebenfalls eine Untergrenze zukünftig zu erwartender Werte.

¹¹¹ Dies bedeutet, dass die Steinkohle-Preise nicht mehr ihren eigentlichen Kosten, sondern den anlegbaren Kosten folgen, die gegenüber einer Ölpreisentwicklung zu erzielen wären.


Abb. 9-1 Preise für Erdgas, Steinkohle und Braunkohle frei Kraftwerk für die Pfade A, B, C (ohne CO₂-Zuschlag)

Quelle: nach BMU 2008a


Abb. 9-2 Verlauf des CO₂-Zertifikatspreises für die Pfade A, B, C

Quelle: BMU 2008a

• **Preispfad B („mäßig“):** Im mittleren Szenario liegen sie mit 20 EUR/t (2010), 30 EUR/t (2020) und 45 EUR/t (2050) eher im Mittelfeld.

• **Preispfad A („deutlich“):** Im Preispfad A steigen die zu erwartenden CO₂-Preise von 24 EUR/t (2010) über 39 EUR/t (2020) kontinuierlich auf 70 EUR/t in 2050 an und stellen dabei eine Obergrenze der zukünftigen Entwicklung dar.

Abb. 9-2 zeigt die je nach Szenario differierenden CO₂-Zuschläge (ebenfalls reale Werte in Geldwert 2005).¹¹²

¹¹² Der derzeitige Zertifikatspreis beträgt rund 12,80 €/t CO₂ (Stand: 22. Januar 2010).

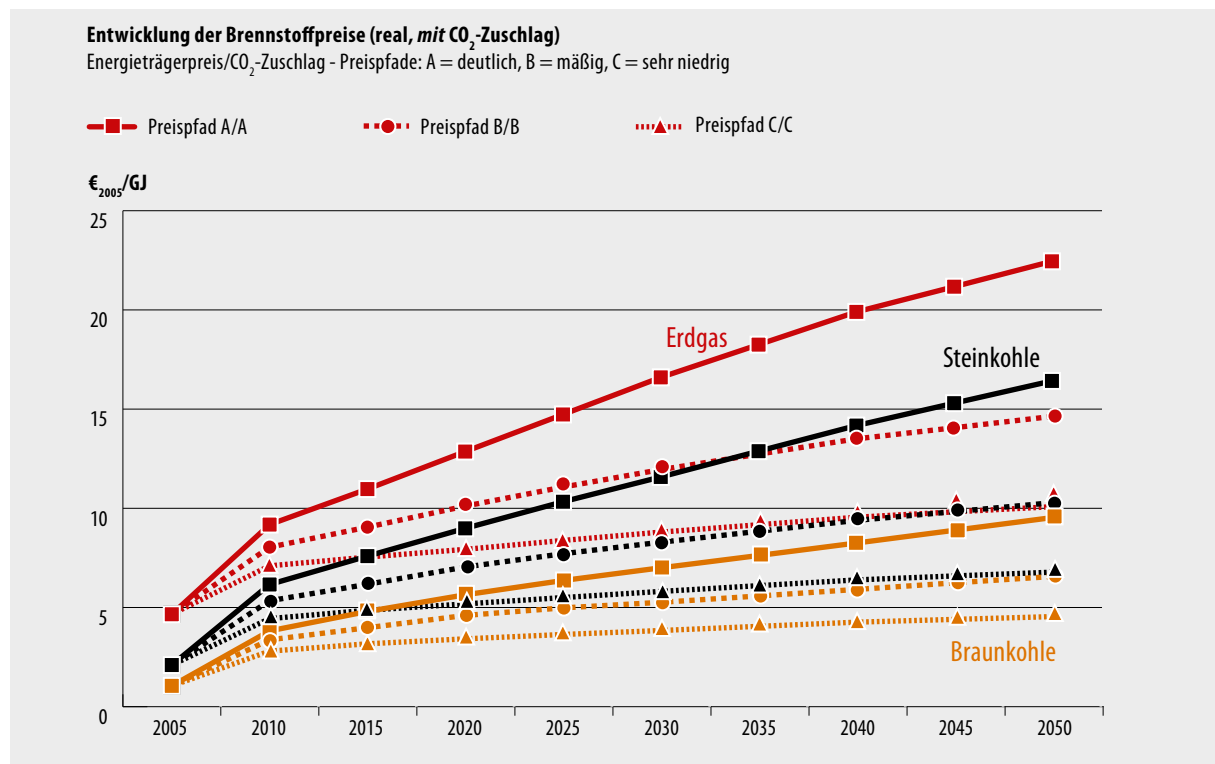


Abb. 9-3 Entwicklung der Preise für Erdgas, Steinkohle und Braunkohle frei Kraftwerk für die Pfade A/A, B/B, C/C (mit CO₂-Zuschlag)

Quelle: nach BMU 2008a

Die Kostenbelastung durch die Zertifikate wird in Form von Aufschlägen auf die fossilen Energieträger umgelegt. Dabei wird idealerweise davon ausgegangen, dass die Zertifikate vollständig auktioniert werden, nach 2012 also ein wirksamer Zertifikatehandel funktioniert, der alle Energieverbraucher umfasst (BMU 2008a). Die Entwicklung der Brennstoffpreise *inklusive* dieses CO₂-Zuschlags wird in Abb. 9-3 gezeigt. Dabei wurden die Szenarien der Energieträgerpreise proportional zu denjenigen der CO₂-Emissionen verwendet (zum Beispiel A/A = deutlicher Anstieg der Energieträgerpreise *und* deutlicher Anstieg des CO₂-Zuschlags).

Gegenüber Abb. 9-1 ist insbesondere der starke Anstieg der Kosten für die Braunkohle und ein niedriger Anstieg der Erdgaspreise zu erkennen. Dies ist in den sehr hohen CO₂-Emissionen der Braunkohle und den relativ niedrigen Emissionen des Erdgases begründet. Bei der Steinkohle überwiegt trotz relativ hoher CO₂-Emissionen der durch die Ressourcenknappheit verursachte Preisanstieg. Die „CO₂-Preis-Sensitivität“ wird besonders in der folgenden Abb. 9-4 ersichtlich, in der auch „gemischte“ Szenarien betrachtet werden.

- In der **Kombination „A/C“** wird ein hoher Energieträgerpreis (Preisfad A), aber nur ein geringer Anstieg der CO₂-Emissionen (Preisfad C) erwartet. Dies scheint plausibel, da bei Preisanstiegen in dieser Höhe ein deutlicher Verbrauchsrückgang zu erwarten sein dürfte, der ein Überangebot an CO₂-Zertifikaten zur Folge haben könnte, auch bei kontinuierlicher Verknappung der CO₂-Zertifikate.

- Umgekehrt bedeutet die **Kombination „C/A“** eine geringe Steigerung der Energieträgerpreise (Preisfad C), aber einen hohen Anstieg der CO₂-Preise (Preisfad A). Dies erscheint ebenfalls plausibel, da bei einer fast unveränderten Preisentwicklung gegenüber der jetzigen Situation nicht mit einem Rückgang der energiewirtschaftlichen Aktivitäten zu rechnen ist, was bei einer kontinuierlichen Verknappung der Zertifikate zu steigenden CO₂-Preisen führt.

Abb. 9-4 zeigt deutlich, dass beim Erdgas die Ressourcenverknappung der eigentliche Preistreiber ist und CO₂-Preise nur eine geringe Wirkung haben. Umgekehrt ist die Braunkohle aufgrund des weitgehend konstanten Förderpreises und der hohen CO₂-Emissionen hoch CO₂-sensitiv. Bei der Steinkohle überwiegt ebenfalls die Ressourcenverknappung, jedoch nicht in der Höhe wie beim Erdgas. Für Erdgas und Steinkohle schränken diese beiden Kombinationen den aufgespannten Fächer auf einen geringeren Ausschlag (nach oben und nach unten) ein; für Braunkohle drehen sie die Verhältnisse um, da hier nur der zweite Preistreiber (CO₂-Preise) relevant ist: Das Szenario C/A liegt gleichauf mit dem Hochpreisszenario A/A, das Szenario A/C mit dem Niedrigpreisszenario C/C.

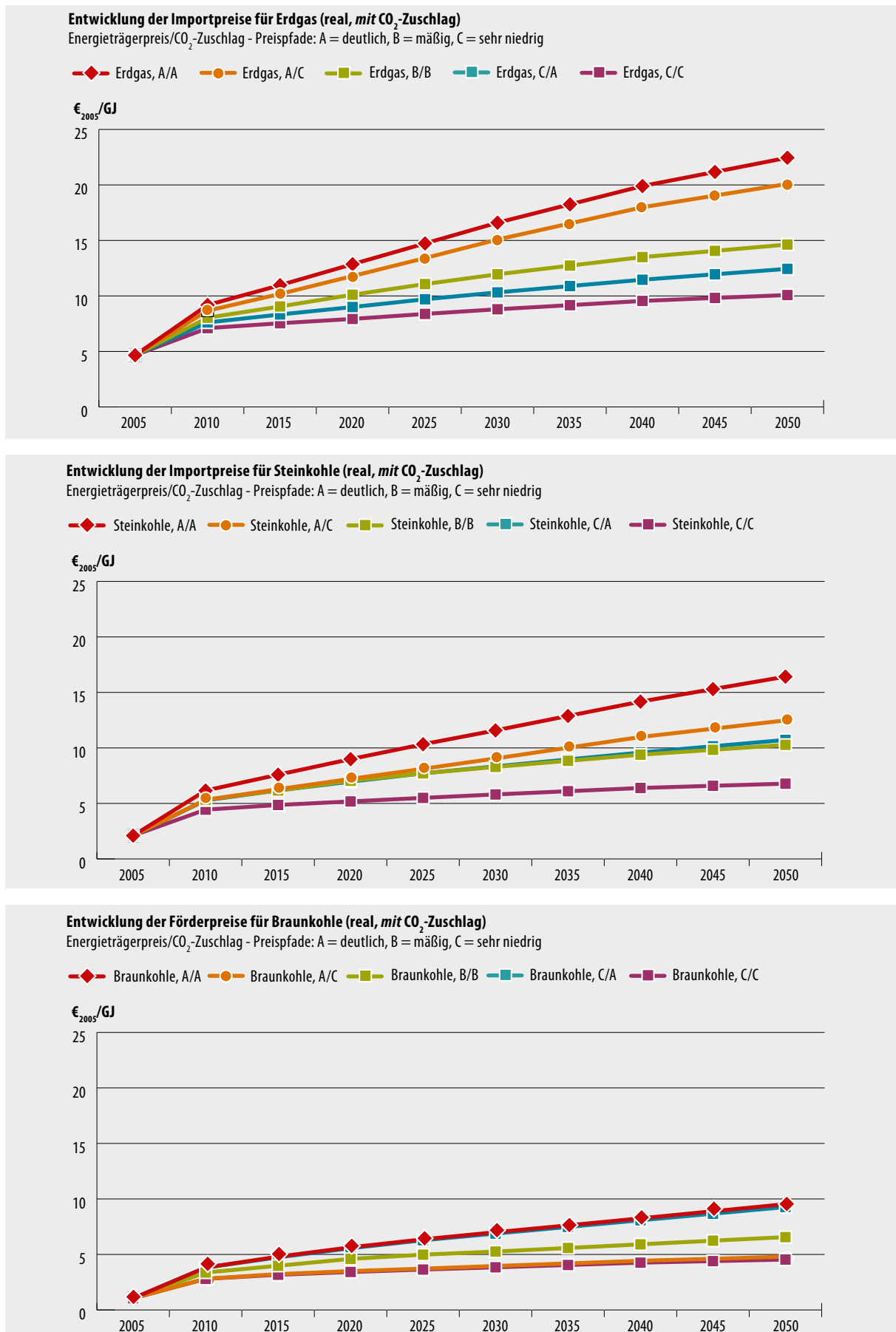


Abb. 9-4 Entwicklung der Preise für Erdgas, Steinkohle und Braunkohle frei Kraftwerk für die Pfade A/A, A/C, B/B, C/A, C/C (mit CO₂-Zuschlag)

Quelle: nach BMU 2008a

9.1.2 Kostenannahmen und andere Parameter von CCS-Kraftwerken und ihrer Referenzkraftwerke

Fossile Kraftwerke ohne CCS

Die Berechnung der Stromgestehungskosten eines fossilen Kraftwerks erfolgt nach der Formel

$$\text{STG} = \frac{K_{\text{inv}} \cdot \text{af} + K_{\text{B\&W}}}{\text{Laufzeit}} + K_{\text{Brenn}}$$

mit

$$\text{af} = \frac{\text{zins} \cdot (1 + \text{zins})^n}{(1 + \text{zins})^n - 1}$$

und

STG	= Stromgestehungskosten, [STG] = EUR/kWh _{el}
K _{inv}	= spezifische Investitionsaufwendungen, [K _{inv}] = EUR/kW _{el}
af	= Annuitätsfaktor, [af] = %/a
zins	= Realzinssatz, [zins] = %
n	= Abschreibungsdauer, [n] = a
K _{B&W}	= spezifische Betriebs- und Wartungskosten, [K _{B&W}] = EUR/kW _{el}
K _{Brenn}	= spezifische Brennstoffkosten (inklusive CO ₂ -Zuschlag), [K _{Brenn}] = EUR/kWh _{el}
Laufzeit	= Volllaststunden, [Laufzeit] = h/a

Alle Kostendaten werden in diesem Bericht auf das Jahr 2005 bezogen.

• **Investitionsaufwendungen:** Die gesamte Investitionssumme wird annuitätisch auf einzelne Jahre umgelegt. In die Annuitätenformel gehen dabei sowohl der erwartete Realzinssatz als auch die Abschreibungsdauer ein. Als Zinssatz werden in dieser Studie 6 Prozent/a (real), als Abschreibungsdauer 25 Jahre angenommen, woraus sich ein Annuitätsfaktor von af = 7,8 Prozent/a ergibt. Die somit auf ein Jahr umgelegten Aufwendungen werden mithilfe der Anzahl der jährlichen Volllaststunden auf eine Kilowattstunde bezogen. Die Investitionsaufwendungen für Neukraftwerke werden (BMU 2008a) entnommen.

• **Betriebs- und Wartungskosten:** Sie beschreiben notwendige Hilfs- und Betriebsstoffe sowie jährlich anfallende Wartungskosten und werden ebenfalls mithilfe der Anzahl der jährlichen Volllaststunden umgelegt. Die Daten werden aus der RECCS-Studie übernommen.¹¹³

• **Brennstoffkosten:** Die Brennstoffkosten wurden bereits in Kapitel 9.1.1 ermittelt. Da sie sich dort auf die Primärenergie (EUR/GJ_{th}) beziehen, werden sie über den durchschnittlichen Kraftwerks-Wirkungsgrad auf den produzierten Strom (EUR/kWh_{el}) umgerechnet.

• **CO₂-Zuschlag:** Die Kosten der CO₂-Zertifikate (EUR/t CO₂) werden über den Brennwert der Energieträger (GJ_{th}/t) auf die Primärenergie umgelegt. Sie wurden in Kapitel 9.1.1 bereits zu den Brennstoffkosten hinzugeaddiert.

• **Volllaststunden:** Sowohl die Investitionsaufwendungen als auch die Betriebs- und Wartungskosten werden über die Anzahl der jährlichen Volllaststunden auf eine produzierte Kilowattstunde umgelegt (siehe unten).

Fossile Kraftwerke mit CCS

Um die Stromgestehungskosten von CCS-Kraftwerken zu berechnen, wird für die Investitionsaufwendungen sowie die Betriebs- und Wartungskosten ein entsprechender Aufschlag erhoben. In die Brennstoffkosten geht zudem der niedrigere Nutzungsgrad mit ein. Schließlich wird ein Aufschlag für die Transport- und Lagerungskosten des CO₂ erhoben. Noch nicht enthalten sind dagegen Nutzungsentgelte für die Lagerstätten („Speicherabgabe“), wie sie von einigen Bundesländern und auch von (SRU 2009a) gefordert wurden. Tab. 9-1 zeigt alle Annahmen für die CCS-Kraftwerke und ihre Referenzkraftwerke im Überblick.

Die Aufschläge auf die Investitionsaufwendungen werden weitgehend unverändert aus der RECCS-Studie übernommen. Dies erscheint gerechtfertigt, da in den letzten drei Jahren neben verschiedenen Pilot- und Demoanlagen bisher kein kommerzielles Kraftwerk gebaut wurde. Die damaligen Daten basierten auf einer umfassender Literaturanalyse und Normierung der dort gefundenen Werte auf Euro. Sie wurden für die Jahre 2020 und 2040 ausgewiesen. Dabei wurde angenommen, dass das Jahr 2020 der früheste Einsatzzeitpunkt von kommerziellen CCS-Kraftwerken ist – diese Daten beschreiben daher „marktfähige“ Kraftwerke. Die auf 2040 bezogenen Daten beschreiben „ausgereifte“ CCS-Kraftwerke, die eine entsprechende Lernkurve durchlaufen haben. Hierfür werden die in RECCS abgeleiteten Kostensenkungen verwendet, die auf Lernraten nach (Rubin 2004) basieren (Reduktion typischer CCS-Komponenten um 11–13 Prozent bei einer Verdoppelung der installierten Leistung).

Neben den Zusatzaufwendungen werden auch die Nutzungsgrade sowie die zu erwartenden Minderungen durch eine CO₂-Abscheidung unverändert aus der RECCS-Studie übernommen. Die Nutzungsgrade stellen eine Situation in 2020 (fortgeschrieben auf 2040) für Neukraftwerke dar, gehen also schon von einer erheblich verbesserten Umwandlung gegenüber dem derzeitigen Stand aus.

Schließlich werden auch die Kosten für Verdichtung, Transport und Lagerung übernommen. Für die in Deutschland typischen Transportentfernungen um 200 km wurden 0,20 ct/kWh_{el} für gasgefeuerte und 40 ct/kWh_{el} für kohlegefeuere Kraftwerke angesetzt und für den Status „2040“ um jeweils 10 Prozent herabgesetzt.

¹¹³ Die Nutzungsgrade von Braunkohle-Dampfkraftwerken wurden demgegenüber leicht erhöht (endend bei 50 statt 47,5 Prozent in 2050), da laut Unternehmerangaben zukünftig die Nutzung vortrockneter Braunkohle, die vom Gesamtwirkungsgrad erheblich effizienter ist, Standard werden wird.

Tab. 9-1 Aufwendungen, Kosten und andere Parameter von „marktfähigen“ CCS-Kraftwerken (2020), „ausgereiften“ CCS-Kraftwerken (2040) und ihrer Referenzkraftwerke (2020)

		Erdgas-GuD		SK-Dampf		SK-IGCC		BK-Dampf	
		2020	2040	2020	2040	2020	2040	2020	2040
A) Ohne CO₂-Rückhaltung									
Nutzungsgrad	%	60,0	62,0	49,0	52,0	50,0	54,0	46,0	49
Investition	€/kW _{el}	400	400	950	900	1.300	1.100	1.100	1.050
Betrieb, Wartung	€/(kW _{el} ,a)	34,1	32	48,3	45	53	49	56	52,5
CO ₂ -Emissionen, direkt	g/kWh _{el}	337	326	690	650	676	626	880	827
B) Mit CO₂-Rückhaltung									
Nutzungsgrad	%	51,0	55,0	40,0	44,0	42,0	46,0	34	39
Minderung Nutzungsgrad	%-Punkte	9	7	9	8	8	8	12	10
Investition	€/kW _{el}	900	750	1.750	1.600	2.000	1.700	2.030	1.870
Differenz Investition	€/kW _{el}	500	350	800	700	700	600	930	820
Betrieb, Wartung	€/(kW _{el} ,a)	54	50	80	74	85	78	94	86
Differenz Betrieb, Wartung	€/(kW _{el} ,a)	20,1	18	31,7	29	32	29	38	33,5
Verdichtung,									
Transport und Lagerung	ct/kWh _{el}	0,20	0,18	0,40	0,36	0,40	0,36	0,40	0,36
Abscheidegrad	%	88	92	88	90	88	92	88	90
Mehreinsatz Brennstoff	%	18	13	23	18	19	17	35	26
CO ₂ -Emissionen, direkt	g/kWh _{el}	48	29	101	77	97	59	143	104
CO ₂ -Emissionen, vermieden	g/kWh _{el}	289	297	589	573	579	567	737	723

Quelle: RECCS-Studie (WI et al. 2007), erweitert

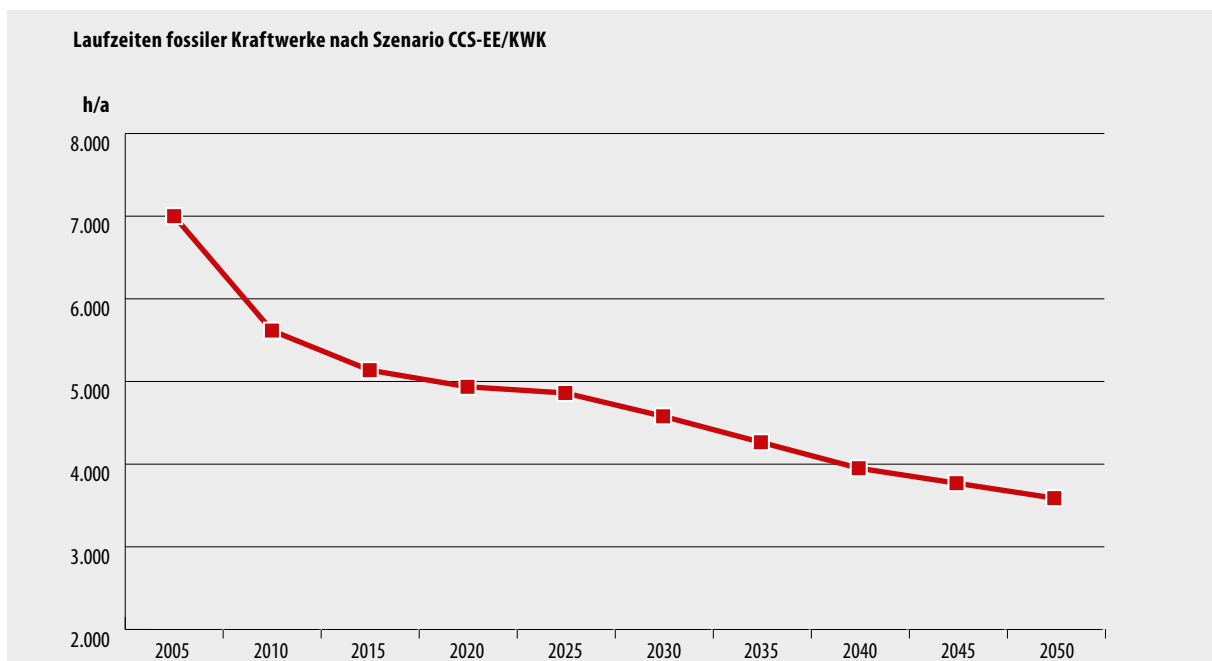


Abb. 9-5 Rückgang der Volllaststunden fossiler Kraftwerke in der CCS-EE/KWK-Szenarienfamilie (Nullpunkt unterdrückt)

Quelle: eigene Darstellung nach Rechnungen in Kapitel 10

Anzahl der Volllaststunden

Sowohl die Investitionsaufwendungen als auch die Betriebs- und Wartungskosten werden über die Anzahl der jährlichen Volllaststunden auf eine produzierte Kilowattstunde umgelegt, so dass die Auslastung der Kraftwerke eine zentrale Größe darstellt. Während sie in der RECCS-Studie konstant als 7.000 h/a angenommen wurden, werden hier kontinuierlich sinkende Betriebsstunden angesetzt. Als Grundlage wird das im Szenarien-Kapitel 10 vorgelegte Szenario CCS-EE/KWK verwendet. Es basiert auf den derzeitigen energiepolitischen Zielen des Bundes (deutlicher Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor, deutlich höhere Effizienz, hoher Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung), in deren Folge es – neben dem Auslaufen der Kernenergienutzung – zu einer erheblichen Abnahme der Auslastung fossiler Grundlast-Kraftwerke kommt. Wie in Tab. 10-2 dargestellt, sinken die Volllaststunden von 5.616 h/a in 2010 auf 3.589 h/a in 2050 ab. Abb. 9-5 zeigt ihren Verlauf auch grafisch auf.

Eine Reduktion der Volllaststunden um 50 Prozent gegenüber dem Jahr 2000 bewirkt in 2050 eine Erhöhung der auf die Kilowattstunde bezogenen Investitionsaufwendungen und der Betriebs- und Wartungskosten um das Doppelte. Auf der anderen Seite werden die Stromgestehungskosten durch die Entwicklung der Brennstoffpreise und der CO₂-Zuschläge dominiert, wie im folgenden Kapitel zu sehen ist. Die Annahme sinkender Volllaststunden bewirkt daher nur ein leichtes Ansteigen der gesamten Stromgestehungskosten bis 2050.

9.1.3 Ermittlung der Stromgestehungskosten für CCS-Kraftwerke

Die folgenden Graphiken (und Tab. 13-2 im Anhang) zeigen die Entwicklung der Stromgestehungskosten am Beispiel der zwei „mittleren“ Szenariokombinationen:

- **Preisszenario A/C:** deutlicher Anstieg der Energieträgerpreise / niedriger Anstieg der Preise für die CO₂-Zuschläge
- **Preisszenario C/A:** sehr niedriger Anstieg der Energieträgerpreise / deutlicher Anstieg der Preise für die CO₂-Zuschläge

Diese beiden Kombination bilden, wie oben erläutert, die Verhältnisse von Energiepreisen zu CO₂-Preisen im einem realistischen Verhältnis ab. Sie haben jedoch aufgrund der unterschiedlichen Kapital- und CO₂-Intensität der jeweiligen Brennstoffe und ihrer Kraftwerke unterschiedliche Wirkungen auf die Entstehung der Stromgestehungskosten.

Die Kosten von Kraftwerken ohne CCS werden zudem der möglichen Entwicklung bei CCS-Kraftwerken gegenübergestellt. Betrachtet werden Erdgas (GuD)-, Steinkohle (Dampf)-, Steinkohle (IGCC)- und Braunkohle (Dampf)-Kraftwerke.

Preisszenario A/C

Die beiden Abb. 9-6 und Abb. 9-7 vergleichen, wie sich die jeweiligen Stromgestehungskosten von fossilen Kraftwer-

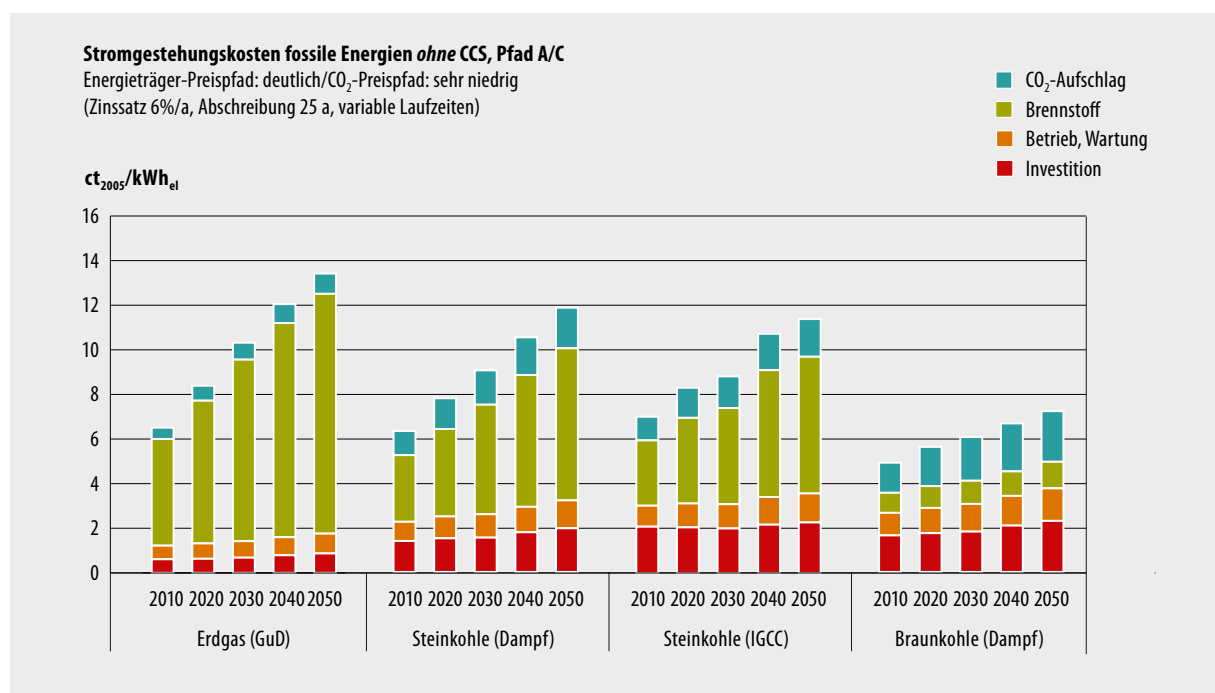


Abb. 9-6 Zusammensetzung der Stromgestehungskosten (Neuanlagen) für Erdgas (GuD)-, Steinkohle (Dampf)-, Steinkohle (IGCC)-, Braunkohle (Dampf)-Kraftwerke (Preisfad A/C) (ohne CCS)

Quelle: eigene Darstellung

ken ohne und mit CCS im Szenario A/C zusammenzusetzen.

Kraftwerke *ohne* CCS

Außer bei der Braunkohle werden die Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke bereits zum jetzigen Zeitpunkt durch die Brennstoffkosten dominiert. Erdgaskraftwerke weisen die höchsten Brennstoffkosten auf, haben dagegen geringe Investitionsaufwendungen und aufgrund des geringeren CO₂-Gehalts niedrige CO₂-Kosten. Steinkohle-Kraftwerke haben dem gegenüber höhere Investitionsaufwendungen, sparen jedoch beim Brennstoff und zahlen mehr CO₂-Zuschläge. Braunkohle-Kraftwerke haben die niedrigsten Brennstoffkosten (siehe oben), aufgrund ihrer hohen CO₂-Emissionen dagegen höhere CO₂-Zuschläge.

Die steigenden Brennstoff- und CO₂-Kosten sind durch die Szenarienannahmen verursacht. Investitionsaufwendungen und Betriebskosten sinken dagegen zunächst annahmegemäß, bezogen auf die installierte Leistung. Bezogen auf den Stromoutput steigen sie jedoch, da die Volllaststunden zwischen 2010 und 2050 halbiert werden (Abb. 9-6).

Kraftwerke *mit* CCS

Werden die Stromgestehungskosten von CCS-Kraftwerken berechnet, ergeben sich unterschiedliche Auswirkungen: Generell steigen die Investitionsaufwendungen und Brennstoffkosten an, während die CO₂-Kosten spezifisch (pro Kilowattstunde) abnehmen. Letztere können allerdings nicht in der gleichen Höhe wie die CO₂-Ab-

scheiderate vermindert werden. Der Grund liegt in dem Mehrverbrauch an Primärenergie, durch den die CO₂-Emissionen trotz einer Abscheiderate von 88 – 92 Prozent netto nur um 70 bis 80 Prozent reduziert werden können (siehe Kapitel 8).

Unterschiedlich ist die Höhe dieser Auswirkungen (Abb. 9-7): Bei Erdgaskraftwerken mit niedrigen Investitionsaufwendungen, aber hohen Brennstoffkosten steigen die Stromgestehungskosten in einem Hochpreisszenario überproportional an. Bei Steinkohlekraftwerken halten sich beide die Waage, während bei Braunkohlekraftwerken selbst ein Hochpreisszenario geringe Auswirkungen hat. Durch die gleichzeitig angenommenen niedrigen CO₂-Zuschläge wird die Braunkohle weiter begünstigt.

Vergleicht man die Kraftwerke *ohne* und *mit* CCS, so ergeben sich im Zeitraum 2020 bis 2050 folgende Kostensteigerungen durch die CCS-Kette (inklusive Transport und Lagerung):

- Erdgas (GuD): zwischen 1,95 und 2,24 ct/kWh_{el}
- Steinkohle (Dampf): zwischen 2,02 und 2,22 ct/kWh_{el}
- Steinkohle (IGCC): zwischen 1,73 und 2,73 ct/kWh_{el}
- Braunkohle (Dampf): zwischen 1,24 und 1,50 ct/kWh_{el}

Tab. 9-2 zeigt die Differenzkosten und die sich daraus ergebenden CO₂-Vermeidungskosten für die beiden Zeitpunkte 2020 und 2040 auf.

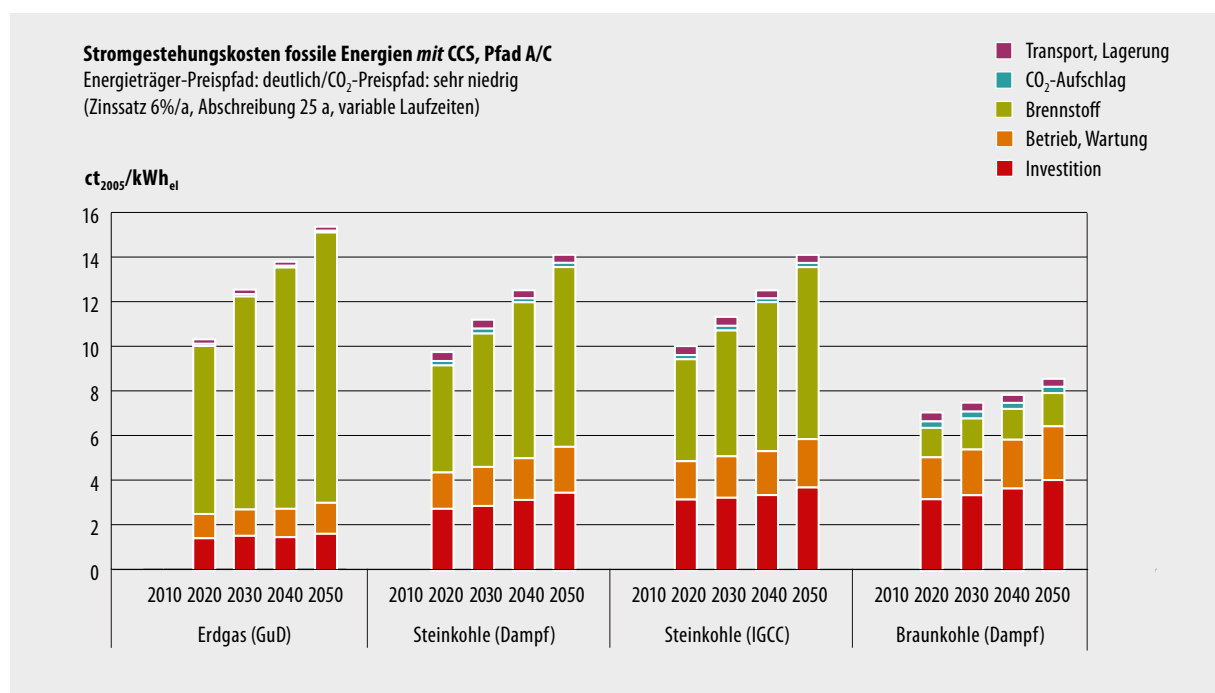


Abb. 9-7 Zusammensetzung der Stromgestehungskosten (Neuanlagen) für Erdgas (GuD)-, Steinkohle (Dampf)-, Steinkohle (IGCC)-, Braunkohle (Dampf)-Kraftwerke (Preispfad A/C) (*mit* CCS)

Quelle: eigene Darstellung

Tab. 9-2 Differenzkosten der Stromgestehung und CO₂-Vermeidungskosten (Neuanlagen) für Erdgas (GuD)-, Steinkohle (Dampf)-, Steinkohle (IGCC)-, Braunkohle (Dampf)-Kraftwerke (Preisfad A/C) (ohne/mit CCS)

		Erdgas-GuD		SK-Dampf		SK-IGCC		BK-Dampf	
		2020	2040	2020	2040	2020	2040	2020	2040
A) Ohne CO₂-Rückhaltung									
Stromgestehungskosten	ct/kWh _{el}	8,40	12,05	7,78	10,52	8,32	10,74	5,62	6,66
CO ₂ -Emissionen, direkt	g/kWh _{el}	337	326	690	650	676	626	880	827
B) Mit CO₂-Rückhaltung									
Stromgestehungskosten	ct/kWh _{el}	10,35	13,83	9,80	12,57	10,05	12,56	7,11	7,90
Kostendifferenz	ct/kWh _{el}	1,95	1,78	2,02	2,04	1,73	1,82	1,49	1,24
CO ₂ -Emissionen, direkt	g/kWh _{el}	48	29	101	77	97	59	143	104
CO ₂ -Emissionen, vermieden	g/kWh _{el}	289	297	589	573	579	567	737	723
CO ₂ -Vermeidungskosten	€/t CO ₂	67	63	34	36	30	33	20	17

Quelle: eigene Darstellung

Preisszenario C/A

Im Unterschied zum obigen Szenario vergleichen die beiden Abb. 9-8 und Abb. 9-9, wie sich die jeweiligen Stromgestehungskosten bei sehr niedrigen Energiepreisen, aber hohen CO₂-Zuschlägen zusammensetzen.

Kraftwerke ohne CCS

Während bei Erdgas-Kraftwerken weiterhin die Brennstoffkosten anteilmäßig dominieren, sind es bei den Kohlekraftwerken die CO₂-Kosten. Insbesondere bei Braunkohle-Kraftwerken machen die CO₂-Kosten mehr als die

Hälfte der Stromgestehungskosten aus. Entsprechend der Szenarioannahmen sind die Brennstoffkosten durchgehend erheblich geringer als im A/C-Szenario.

Kraftwerke mit CCS

Im Gegensatz zu Szenario A/C sieht die Situation der CCS-Kraftwerke im Szenario C/A gänzlich anders aus (Abb. 9-9). Die CO₂-Emissionen werden genauso stark reduziert wie im Szenario A/C, was aufgrund der hohen CO₂-Zuschläge jedoch zu einer erheblichen Reduktion der Stromgestehungskosten bei CCS-Kraftwerken führt. Auf der anderen Seite steigen durch das Niedrigpreis-Sze-

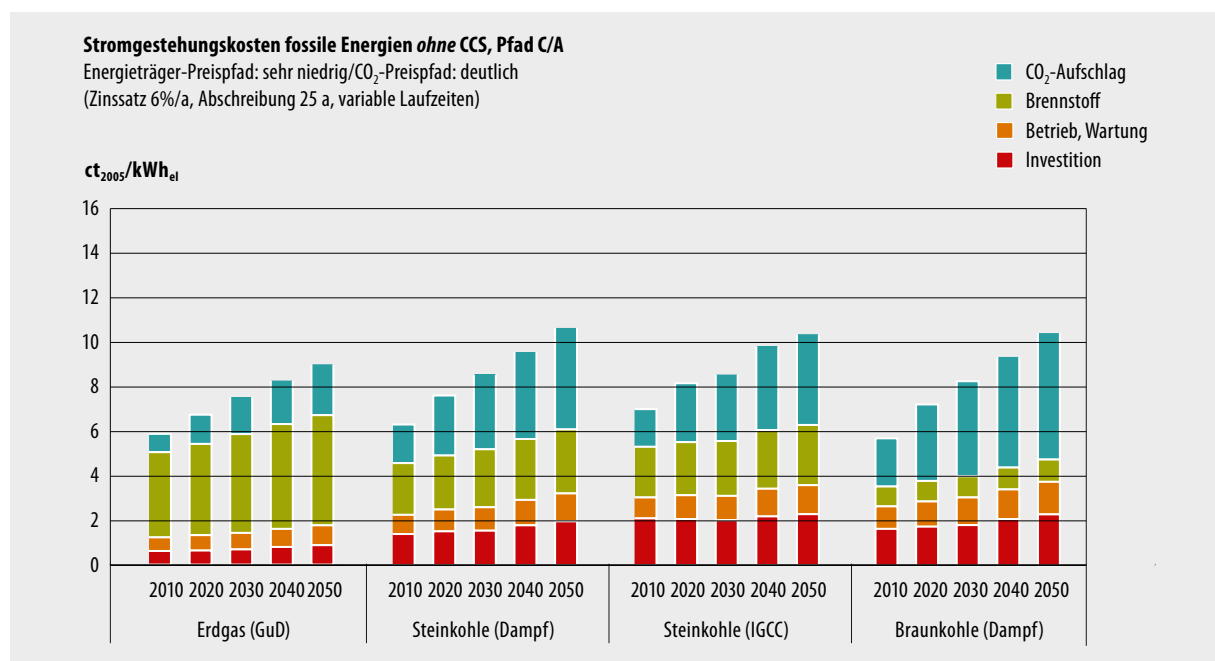


Abb. 9-8 Zusammensetzung der Stromgestehungskosten (Neuanlagen) für Erdgas (GuD)-, Steinkohle (Dampf)-, Steinkohle (IGCC)-, Braunkohle (Dampf)-Kraftwerke (Preisfad C/A) (ohne CCS)

Quelle: eigene Darstellung

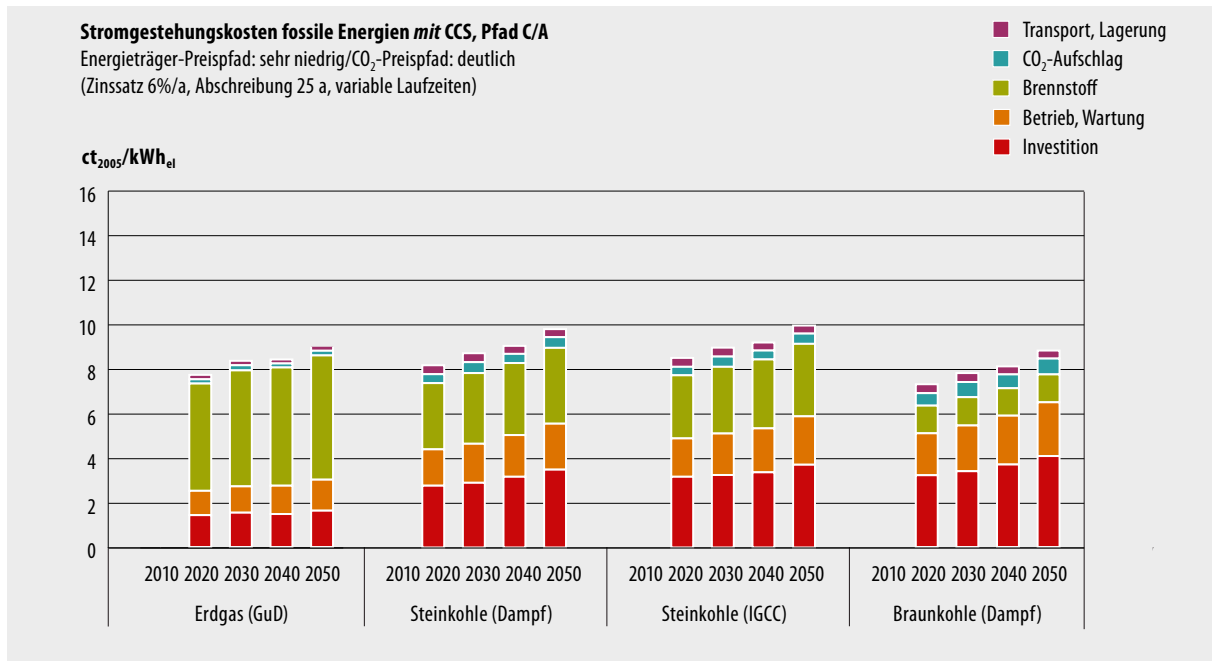


Abb. 9-9 Zusammensetzung der Stromgestehungskosten (Neuanlagen) für Erdgas (GuD)-, Steinkohle (Dampf)-, Steinkohle (IGCC)-, Braunkohle (Dampf)-Kraftwerke (Preisfad C/A) (mit CCS)

Quelle: eigene Darstellung

nario die Energiekosten nur sehr leicht an. Sie sind zwar aufgrund der hohen Effizienzverluste insgesamt höher als ohne CCS, können die Abnahme der CO₂-Kosten nach dem Jahr 2020 jedoch immer weniger kompensieren.

Dies führt dazu, dass sich die Kosten ohne und mit CCS immer weiter angleichen und CCS-Kraftwerke schließlich günstiger als ihre Referenzanlagen werden. Wie in Abb. 9-12 aus den negativen Differenzkosten ersichtlich ist, beginnt dieser Prozess bei Braunkohle kurz nach dem Jahr 2020, bei Steinkohle zwischen 2030 und 2040 und bei Erdgas kurz nach 2040. Braunkohle-Kraftwerke mit CCS weisen im Jahr 2050 einen deutlichen Vorteil in

Höhe von 1,6 ct/kWh_{el} gegenüber der Referenzvariante aus. Insgesamt ergeben sich folgende Kostensteigerungen bzw. -einsparungen durch die CCS-Kette:

- Erdgas (GuD): zwischen 0,99 und 0 ct/kWh_{el}
- Steinkohle (Dampf): zwischen 0,57 und -0,85 ct/kWh_{el}
- Steinkohle (IGCC): zwischen 0,41 und -0,62 ct/kWh_{el}
- Braunkohle (Dampf): zwischen 0,07 und -1,62 ct/kWh_{el}

Tab. 9-3 zeigt wiederum die Differenzkosten und die sich darauf ergebenden CO₂-Vermeidungskosten für die beiden Zeitpunkte 2020 und 2040 auf.

Tab. 9-3 Differenzkosten der Stromgestehung und CO₂-Vermeidungskosten (Neuanlagen) für Erdgas (GuD)-, Steinkohle (Dampf)-, Steinkohle (IGCC)-, Braunkohle (Dampf)-Kraftwerke (Preisfad C/A) (ohne/mit CCS)

		Erdgas-GuD		SK-Dampf		SK-IGCC		BK-Dampf	
		2020	2040	2020	2040	2020	2040	2020	2040
A) Ohne CO₂-Rückhaltung									
Stromgestehungskosten	ct/kWh _{el}	6,72	8,25	7,6	9,56	8,15	9,81	7,23	9,34
CO ₂ -Emissionen, direkt	g/kWh _{el}	337	326	690	650	676	626	880	827
B) Mit CO₂-Rückhaltung									
Stromgestehungskosten	ct/kWh _{el}	7,71	8,40	8,17	8,71	8,50	9,19	7,3	8,8
Kostendifferenz	ct/kWh _{el}	0,99	0,15	0,57	-0,51	0,35	-0,62	0,07	-1,52
CO ₂ -Emissionen, direkt	g/kWh _{el}	48	29	101	77	97	59	143	104
CO ₂ -Emissionen, vermieden	g/kWh _{el}	289	297	589	573	579	567	737	723
CO ₂ -Vermeidungskosten	€/t CO ₂	34	5	10	-9	6	-11	1	-17

Quelle: eigene Darstellung

9.1.4 Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien

Die Stromgestehungskosten von CCS-Kraftwerken werden mit der Situation bei den stromerzeugenden erneuerbaren Energien verglichen – einer Klimaschutzoption, die im Gegensatz zu CCS bereits jetzt nennenswerte Erfolge in Deutschland vorweisen kann. So hatten sie im Jahr 2007 bereits einen Anteil von 14,2 Prozent an der Stromerzeugung in Deutschland, wodurch 66 Mio. Tonnen CO₂ vermieden wurden¹¹⁴ (UBA 2009b). Die Frage ist jedoch, wie sich diese Entwicklung in der Zukunft fortsetzt und ob die erneuerbaren Energien auch kostenmäßig eine Alternative zu CCS darstellen. Hierzu ist es notwendig, statt der Ist-Situation ebenfalls eine Langfristentwicklung zu betrachten, da ansonsten verzerrte Ergebnisse entstünden.

Die Kostenentwicklung der erneuerbaren Energien wird aus der *Leitstudie 2009* (BMU 2009a) übernommen (siehe Tab. 13-3 im Anhang). Dort wurden die technologie-spezifischen Lerneffekte mit Hilfe von Lernkurven¹¹⁵ abgebildet, die aus der weltweiten Entwicklung der letzten Jahre und Jahrzehnte abgeleitet wurden – so konnten die Kosten der Stromerzeugung aus Onshore-Windenergie-

und Fotovoltaikanlagen beispielsweise zwischen 1985 und 2005 auf rund ein Drittel gesenkt werden (BMU 2009a). Eine ähnlich rasante Kostendegression wird für offshore-Windkraftwerke erwartet, deren Stromgestehungskosten derzeit bei etwa 16,5 ct/kWh_{el} liegen und längerfristig auf 5–6 ct/kWh_{el} fallen könnten. Nach (BMU 2008a) werden weitere deutliche Kostenregressionen für die Fotovoltaik, die Geothermie und die Technologien zur Nutzung von Biomasse erwartet. Bei letzteren beiden werden die Stromgestehungskosten zusätzlich durch steigende Wärmegutschriften reduziert, wenn die Abwärme in Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen genutzt wird. Bei der Biomassennutzung wurde eine gegenläufige Entwicklung der Brennstoffpreise eingerechnet.

Für die Vergangenheit wurden empirisch ermittelte Lernraten zwischen 10 und 25 Prozent angesetzt, für die zukünftige Entwicklung bis zum Jahr 2050 Lernraten von 5–12 Prozent: Fotovoltaik 10 Prozent, Biomasse 5 Prozent, solarthermische Kraftwerke 11,5 Prozent und Wind 9 Prozent. Sie basieren auf einem ambitionierten weltweiten dynamischen Marktwachstum der erneuerbaren Energien mit einer entsprechenden Vervielfachung der installierten Kapazität. Abb. 9-10 zeigt die aus diesen Annahmen resultierende Entwicklung der Stromgestehungskosten für Neuanlagen.

Langfristig werden sich Stromgestehungskosten von im Mittel 7 ct/kWh_{el} einstellen; die Bandbreite der einzelnen Technologien spannt einen Fächer von 5,1 bis 9,1 ct/kWh_{el} auf. Die größte Kostenreduktion tritt zwischen 2010 und 2020 auf, danach verlangsamt sie sich bis 2030, während

114 In 2008 betrug der Anteil bereits 15,1 Prozent; für 2009 wird ein Anteil von 16 Prozent erwartet.

115 Eine Einführung in Lernkurven und Beispiele aus dem Sektor der Energieerzeugung können Juninger et al. 2008, McDonald und Schrattenholzer 2001 und IEA 2000 entnommen werden.

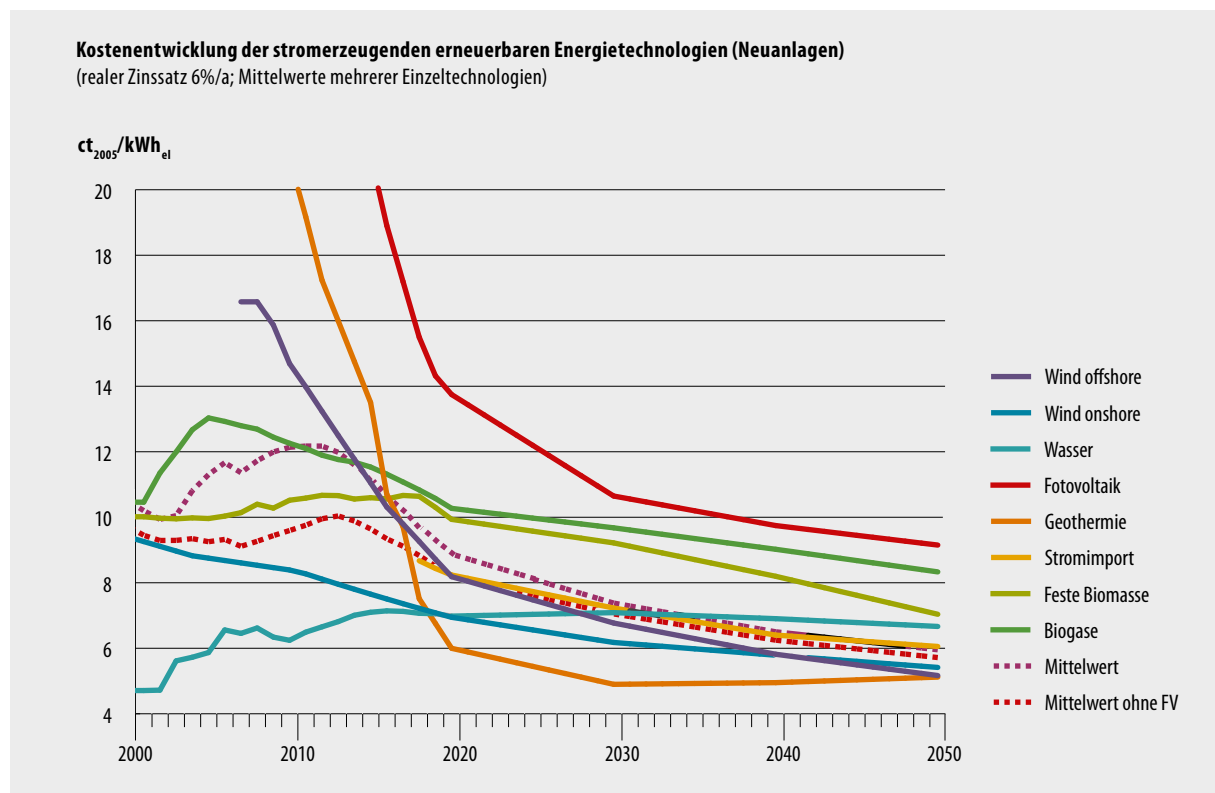


Abb. 9-10 Zukünftige Kostenentwicklung der stromerzeugenden erneuerbare Energietechnologien (Neuanlagen) und des Mittelwerts des gesamten EE-Mixes (mit, ohne Fotovoltaik; Nullpunkt unterdrückt).

Quelle: nach BMU 2009a

danach bei den meisten Technologien nur noch geringes Lernpotenzial vorherrscht.

9.1.5 Kostenvergleich von CCS-Kraftwerken und erneuerbaren Energien

Aufbauend auf den beiden vorherigen Kapiteln werden nun die Kostenkurven für fossile CCS-Kraftwerke denjenigen ausgewählter erneuerbarer Energien gegenüber gestellt. Damit können die ökonomischen Perspektiven beider Optionen am Beispiel der Energieversorgung Deutschlands diskutiert werden. Für den Vergleich werden aus Abb. 9-10 folgende erneuerbare Energietechnologien ausgewählt:

- repräsentativer Mix an Neuanlagen
- repräsentativer Mix an Neuanlagen ohne Fotovoltaik
- offshore-Windkraftanlagen
- Eine große Rolle dürften mittel- bis langfristig auch die solarthermischen Kraftwerke für Deutschland spielen (Kraftwerke aus dem europäischen Stromverbund sind in der Leitstudie 2008 mit etwa 15 Prozent im Jahr 2050 vorgesehen). Wie Abb. 9-10 jedoch zeigt, ist die Kostenkurve zukünftiger solarthermischer Anlagen ab dem Jahr 2035 weitgehend identisch mit dem repräsentativen Mix von erneuerbaren Energien. Diese Technologie wird daher in den folgenden Vergleichen nicht dargestellt, um die Komplexität der Abbildungen nicht noch weiter zu erhöhen.

Während Abb. 9-11 zunächst einen Gesamtüberblick über alle Kostenverläufe gibt, zeigt Abb. 9-12 die Ergebnisse für jeweils eine einzelne Technologie auf (Erdgas (GuD), Steinkohle-Dampfkraftwerke und Braunkohle-Dampfkraftwerke).

Ein grundsätzlicher Unterschied zwischen fossilen Kraftwerken und erneuerbaren Energien ist zunächst, dass der Kostenverlauf von EE nur von technologischen Parametern und den unterstellten Lernkurven (basierend auf angenommenen Marktvolumina) abhängt. Im Gegensatz dazu werden die zukünftigen Stromkosten fossiler Kraftwerke im Wesentlichen durch die Brennstoffpreisentwicklung und die Intensität der Klimapolitik (ausgedrückt in CO₂-Preisen) bestimmt. Dies gilt erst recht für CCS-Kraftwerke, die aufgrund ihres Brennstoff-Mehrbedarfs von bis zu 35 Prozent stark von zukünftigen Steigerungen der Brennstoffpreise abhängig sind. Auf der anderen Seite werden durch die CO₂-Abscheidung die Kosten des Klimaschutzes erheblich vermindert.

Für die folgenden Vergleiche werden wiederum die oben bereits beschriebenen Szenarien A/C und C/A verwendet:

- **Preisszenario A/C:** deutlicher Anstieg der Energieträgerpreise / niedriger Anstieg der Preise für die CO₂-Zuschläge
- **Preisszenario C/A:** sehr niedriger Anstieg der Energieträgerpreise / deutlicher Anstieg der Preise für die CO₂-Zuschläge

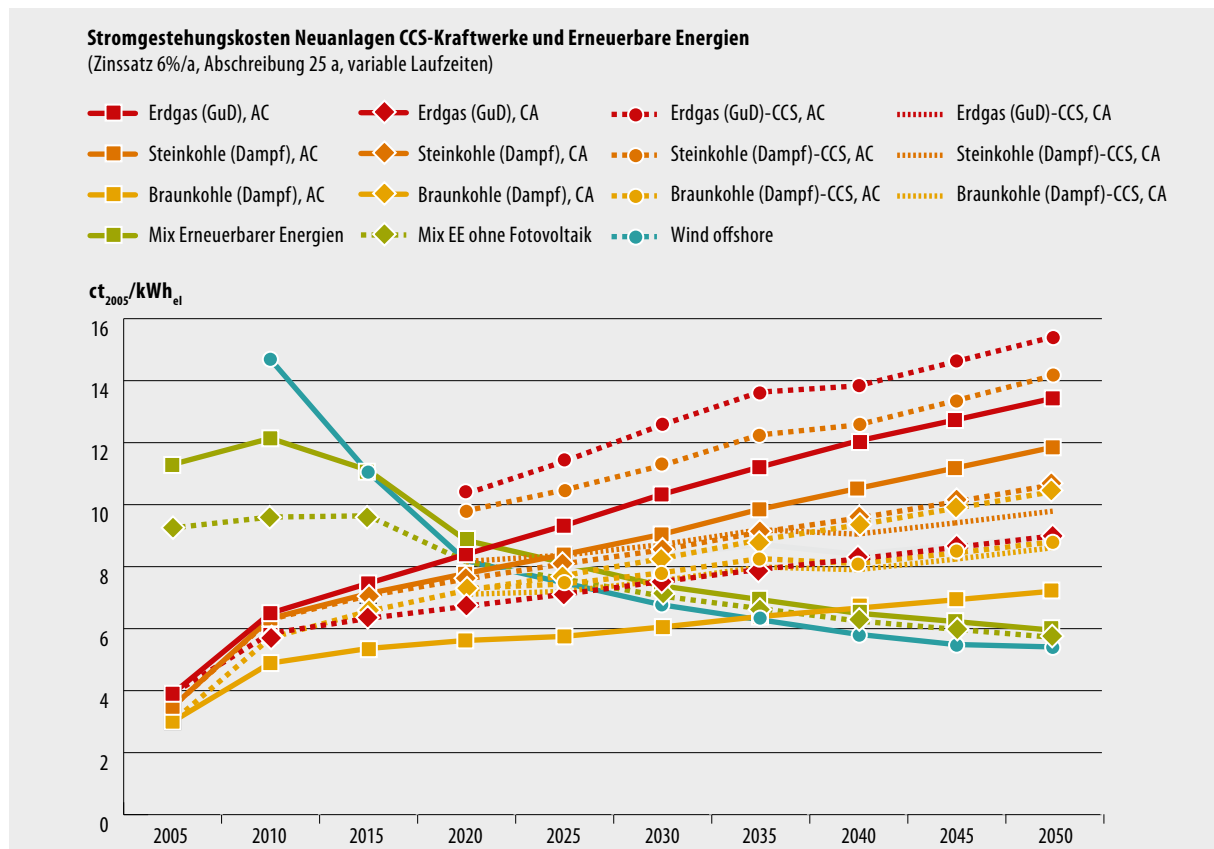


Abb. 9-11 Verlauf zukünftiger Stromgestehungskosten (Neuanlagen) von erneuerbaren Energien und fossiler Kraftwerke (ohne/mit CCS) bei Preispfaden A/C und C/A (CCS ab 2020, inklusive Transport und Lagerung)

Quelle: eigene Darstellung

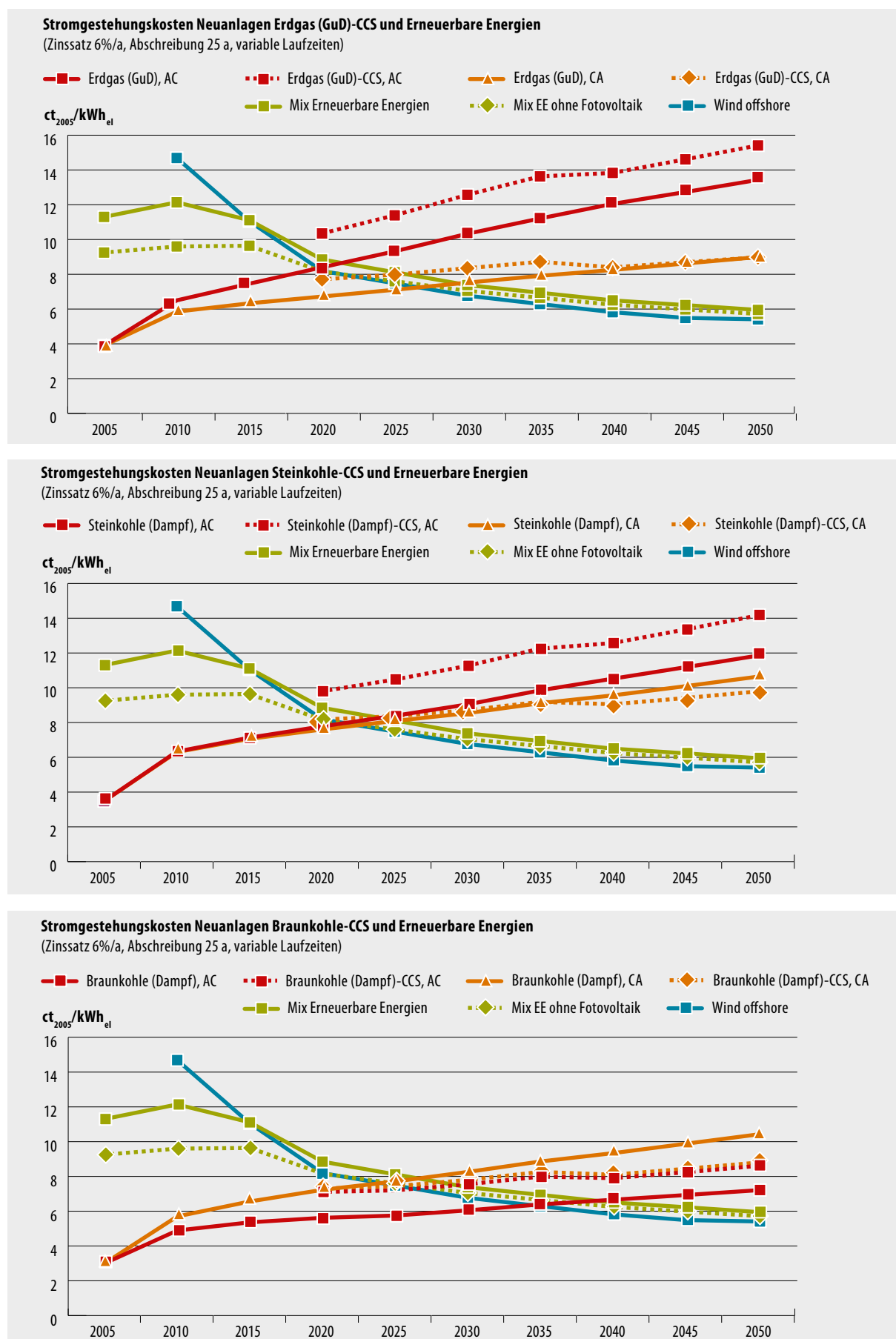


Abb. 9-12 Verlauf der Stromgestehungskosten (Neuanlagen) von erneuerbaren Energien und fossiler Kraftwerke (ohne/mit CCS) bei Preispfaden A/C und C/A - detaillierte Darstellung von Erdgas (GuD) sowie Steinkohle- und Braunkohle-Dampfkraftwerke
Quelle: eigene Darstellung

Kraftwerke ohne CCS im Vergleich mit erneuerbaren Energien

Aus Abb. 9-11 ist zunächst ersichtlich, dass die Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke unter den gewählten Preisannahmen auch *ohne* CCS kurz- bis mittelfristig teurer als erneuerbare Energien in Deutschland werden. Selbst bei einem sehr *niedrigen* Anstieg der Energieträgerpreise (Szenario C/A) wird Strom aus Steinkohle bereits im Zeitraum 2020-2025 teurer als Strom aus erneuerbaren Energien sein, Erdgas folgt zwischen 2025 und 2030. Braunkohle ist (aufgrund der hohen CO₂-Zuschläge) ebenfalls um das Jahr 2025 nicht mehr wirtschaftlich.

Geht man von *deutlich steigenden* Brennstoffpreisen (Szenario A/C) aus, werden Erdgas-Kraftwerke bereits um das Jahr 2020 teurer als erneuerbare Energien sein. Die Entwicklung von Steinkohle ist in dem Zeitraum noch die gleiche wie oben, dagegen werden Braunkohle-Kraftwerke (durch die nun niedrigen CO₂-Preise) noch bis in den Zeitraum zwischen 2035-2040 günstiger produzieren als erneuerbare Energien.

Kraftwerke mit CCS im Vergleich mit erneuerbaren Energien

Bezieht man CO₂-Abtrennung und -Lagerung mit ein, sind, wie im vorherigen Kapitel gezeigt, zwei gegenteilige Effekte zu beobachten. Steigen die Brennstoffpreise *deutlich* an (Szenario A/C), erhöhen sich die Stromgestehungskosten der fossilen CCS-Kraftwerke um 1,50 bis 2 ct/kWh_{el}. Dies bewirkt, dass die erneuerbaren Energien erheblich früher wirtschaftlich sind: Erdgas und Steinkohle-Kraftwerke ab 2020, Braunkohle ab 2025 (offshore-Wind) bzw. 2030 (EE-Mix).

Im Falle sehr *niedriger* Energiepreise (Szenario C/A) kehrt sich dieses Verhältnis um: Während die Gesteungskosten der CCS-Kraftwerke zunächst (in 2020) um 0,07 bis 1 ct/kWh_{el} höher als ohne CCS sind, nimmt die Kostendifferenz zunehmend ab und kehrt sich in einen Abschlag zwischen 0 und 1,6 ct/kWh_{el} im Jahr 2050 um. CCS-Kraftwerke werden also zunehmend günstiger Strom produzieren können als ihre Referenzanlagen, was insbesondere in den hohen CO₂-Zuschlägen auf die Referenzanlagen ohne CO₂-Abscheidung liegt. Nichtsdestotrotz steigen auch in diesem Szenario die Brennstoffkosten an, was zusammen mit den immer geringer werdenden Laufzeiten einen stetigen Anstieg der Stromgestehungskosten zur Folge hat. Auf der anderen Seite können die erneuerbaren Energien ihren Vorteil weiter ausspielen und ihre Kosten, wenn auch verlangsamt durch zunehmend kleinere Lernraten, stetig senken. Alles zusammen führt dazu, dass auch in diesem Szenario fossile CCS-Kraftwerke bereits ab dem Jahr 2020 teurer als die erneuerbaren Energien produzieren. Eine Ausnahme ist das Braunkohle-Kraftwerk, das erst ab 2025 Kostengleichheit erreicht. Hier wirkt sich insbesondere der hohe CO₂-Zuschlag aus, der nicht komplett durch die CO₂-Abscheidung kompensiert werden kann.

Späterer Einsatz von CCS (2025, 2030)

Die gesamte Rechnung innerhalb dieses Kapitels basiert auf der Annahme, dass die CCS-Technologie ab dem Jahr

2020 kommerziell einsetzbare ist. Erweist sich dies nicht als realisierbar, würden die in den Abbildungen im Jahr 2020 dargestellten Kostensprünge bei der Einführung von CCS entsprechend auf spätere Jahre (2025 oder 2030) verschoben. Dies würde jedoch bedeuten, dass die erneuerbaren Energien bereits ab der Einführung von CCS durchgehend günstiger produzieren, sowohl im Niedrig- als auch im Hochpreisszenario. Auf der anderen Seite hätten dann auch die erneuerbaren Energien noch einen Spielraum, sollte deren Kostensenkung (die auf der Annahme entsprechender Lernraten beruht) ebenfalls erst um fünf bis zehn Jahre verzögert eintreten.

9.2 Exkurs: Betrachtungen zum geeigneten Kostenbegriff und Systemumfang – die Bestimmung des „break even“ Punkts**9.2.1 Eignung der Annuität**

In der vorliegenden Studie wurde dem üblichen Verfahren gefolgt, den „break even“ der jeweiligen Kosten der Herstellung („Gestehung“) von Elektrizität mit Hilfe der beiden konkurrierenden Erzeugungstechnologien zu bestimmen – beschrieben zum Beispiel in (Nitsch 2009). Hiermit wurden gegenüber gestellt auf der einen Seite regenerative Energietechnologien und auf der anderen Seite Stromerzeugungstechnologien, die fossile Brennstoffe einsetzen, gekoppelt mit der Nachschaltung von CCS.

Dieses übliche Verfahren stützt sich auf das finanzmathematische Kriterium „Annuität“. Es ist eine von drei möglichen finanzmathematischen Formen zur Transformation eines Kostenverlaufs in der Zeit in einen eindimensionalen Kostenwert – und nur nach einer solchen Transformation ist eine kleiner/größer-Relation, ein „break even“, feststellbar. Das gewählte Verfahren „Annuität“ zeichnet sich dadurch aus, dass das Ergebnis in der auch Laien vertrauten Einheit „Kosten der Erzeugung (inklusive Transport) pro Kilowattstunde“ (ct/kWh_{el}) anfällt. Diese annuitätische Feststellung der Stromerzeugungskosten wird nämlich in der Regel dazu genutzt, die Antwort auf die Frage zu liefern, welcher über die Lebensdauer der Erzeugungsanlage fixierte Preis für das Produkt die finanzmathematische Äquivalenz von Ausgaben und Einnahmen über eben diese Lebensdauer sicherstellt. Ob diese Form der Antwort, die Annuität, geeignet ist, wirklich den „break even“ der konkurrierenden Technologien anzugeben, scheint jedoch nicht unbedingt gewährleistet zu sein.

Eine Antwort auf diese Frage erfordert eine Reflexion darauf, welches Ziel mit der Bestimmung des „break even“-Punktes verfolgt wird. „Prima facie“-Zweifel an der Eignung des in der Standardform der Antwort gewählten finanzmathematischen Parameters legen sich insofern nahe, als die Annuität nicht das Kriterium ist, welches bei Investitionsentscheidungen üblicherweise zur Anwendung kommt: Dort ist vielmehr das *Kapitalwertverfahren* üblich.

Das Ziel, das mit der Bestimmung des „break even“-Punktes verfolgt wird, ist zu erfahren, ab welchem Zeit-

punkt der Wechsel von einer Erzeugungstechnologie in die andere tatsächlich stattfindet. Tatsachen schaffen jedoch die Kraftwerksinvestoren, die nicht unbedingt diesem Ansatz folgen. Die Frage ist somit, ab wann von Kraftwerksinvestoren regenerative Energietechnologien in ihrem Kalkül als vorteilhaft gegenüber der bisher verwendeten Stromerzeugungstechnologie, derjenigen auf Basis fossiler Brennstoffe, eingeschätzt werden. Oder genauer formuliert, da zwischen Kalkülausarbeitung und Baubeginn bzw. Inbetriebnahme auf Basis eines veränderten Kalküls eine Zeitspanne von mehreren Jahren liegt, ist die Frage entscheidend, wann beim Neubau von Kraftwerken dieser Wechsel stattfindet. Der so bestimmte Punkt kann sich von dem Punkt, der auf herkömmliche Weise mit Hilfe der annuitätischen Durchschnittskosten angegeben wird, deutlich unterscheiden. In welcher Richtung die Abweichung liegt und ob sie quantitativ wesentlich ist, lässt sich aber nicht vorab entscheiden. Das erforderte eine Durcharbeitung dieser hier skizzierten Fragestellung, die nicht im Leistungsumfang der vorliegenden Studie lag.

9.2.2 Eignung des zur Kostenbestimmung gewählten Systemausschnitts: die Relevanz der Börsenorientierung versus CO₂-Rechte-Preis

Wenn man zustimmt, dass das Ziel der Bestimmung des „break even“-Punktes der „Herstellungskosten“ ist, zu erfahren, ab wann der Technologiewechsel tatsächlich stattfindet, und wenn man weiter annimmt, dass dieser Zeitpunkt sich aus dem Kalkül der Kraftwerksinvestoren ergibt, so hat man ergänzend zu prüfen, ob die im Systemausschnitt liegenden Parameter, die die Herstellungskosten im Kalkül beeinflussen, mit dem Ausschnitt richtig gewählt sind – unabhängig also von der Form des finanzmathematischen Ansatzes zur Verarbeitung der gewählten Kostenparameter. „Richtig gewählt“ heißt: Dass sie tatsächlich im Kalkül Einfluss haben, dass sie kalkül-relevant sind und zudem nicht kalkül-verzerrend wirken.

Zweifel an der Richtigkeit des gewählten Systemausschnitts in der Standardform der Antwort legen sich nahe. Anlass dafür ist die Debatte um den Einfluss der Preise für CO₂-Rechte auf die relevanten Herstellungskosten im Kalkül der Investoren. Diese hat ergeben bzw. in Erinnerung gerufen, dass eine Orientierung der Preisbildung an den Herstellungskosten bei der gegebenen Struktur des Elektrizitätsmarktes und bei den dort herrschenden Usancen der (börsengestützten) Preisbildung nicht mehr generell und also umstandslos unterstellt werden darf. Die Börsenorientierung der Strompreisbildung macht Zusammenhänge als leitend möglich, die deutlich anders sind als die, die von der traditionellen Form der Kostenbestimmung, der Aufschlagkalkulation, her (dem Laien) vertraut sind. Und zudem gilt: Wird der neuerdings etablierte Preisbildungsmechanismus von den Kraftwerksinvestoren in ihrem Kalkül berücksichtigt bzw. antizipiert, so kann herauskommen, dass gewisse Parameter, die in die Herstellungskosten per definitionem eingehen, faktisch als durchlaufende Posten angesehen werden und damit nicht mehr entscheidungsrelevant sind.

Konkret gilt: Solange die älteren Kohlekraftwerke die Preis setzenden Grenzkraftwerke im deutschen Strommarkt

darstellen und in dieser Funktion die Großhandelspreise für Elektrizität bestimmen, ist das Risiko für die Wirtschaftlichkeit für neue Kohlekraftwerke aus steigenden oder volatilen Preisen von CO₂-Zertifikaten vernachlässigbar und wird folglich im Kalkül der Investoren vernachlässigt. Eine durch höhere Emissionen oder veränderte politische Rahmensetzung verursachte Erhöhung der CO₂-Preise oder das Risiko volatiler CO₂-Preise führt zwar bei traditioneller (isolierter) Betrachtung zu höheren Kosten für neue Kraftwerke (siehe Kapitel 9.1.3). Die höheren Kosten bei den den Marktpreis setzenden Kraftwerken (mit niedrigerer Effizienz und damit höheren CO₂-Kosten) werden jedoch, und das ist die herrschende Erwartung, an der Stromhandelsbörse „eingepreist“ – die damit entstehenden Strompreiseffekte führen zu erhöhten Stromerlösen und kompensieren die (erhöhten) CO₂-Kosten. Der CO₂-Rechte-Preis wird als durchlaufender Posten gesehen und ist so ohne Einfluss im Kalkül von Kraftwerksinvestoren (in Deutschland). So stellen sich die Zusammenhänge auf Basis eines angemessenen, nicht verengten Kalküls dar (nach Prognos et al. 2009).

Die Bedeutung eines Wechsels in die Sichtweise eines Kalküls, wie es angedeutet wurde, liegt darin, dass damit die CO₂-Rechte-Preise aus dem Kalkül getilgt werden müssten und der (wirkliche) *break even* entsprechend später eintreten bzw. zu liegen kommen würde. Eine Korrektur des Kalküls im Sinne einer Neutralisierung des Einflusses der Preise von CO₂-Rechten aber ist nur zu vollziehen, wenn die Preise für fossile Energieträger einerseits und die von CO₂-Rechten andererseits als voneinander unabhängig angesehen werden. Es so zu sehen, mag bei vielen Marktteilnehmern (noch) der Fall sein – in der hier vorliegenden Untersuchung aber wurde (für die relevanten Fälle) von dieser Auffassung Abstand genommen. Hier wurde – über die Definition der Szenarien A/C und C/A – ein (in der Tendenz gegenläufiger) Einfluss der CO₂-Preise auf die Brennstoffpreise unterstellt.

Diese Erwägung zeigt: Da auch der Ansatz des herrschenden Kalküls irrtumsbehaftet sein kann und (deshalb) fluide ist, erfordert eine substanzielle Bearbeitung dieses Punktes einen breiteren Dialog mit den Kraftwerksinvestoren über ihre Kalküle. Auch dies erforderte somit eine Durcharbeitung in einer Ausführlichkeit, die jenseits des Leistungsumfangs der vorliegenden Studie liegt.

9.2.3 Die Auswirkungen von CCS-Kraftwerken auf die Preisbestimmung in einem strombörsenbestimmten Kalkül

Bei einer strombörsenorientierten Bildung der Preise für Elektrizität sind die (Bezugs-)Kosten (für die Stromabnehmer) nicht gleich der Summe der Herstellungskosten (der Stromproduzenten); auch approximativ ist das nicht der Fall, denn es geht nicht um die Vernachlässigung des Gewinns im Sinne einer Risikoprämie. Zudem gilt, nun aus der Sicht von Kraftwerksinvestoren formuliert: Der erwartete Ertrag eines Kraftwerks, der sich als Produkt von erlöstem Preis und Volllasteinsatzdauer vorstellen lässt, ist als Integral des Einsatzes des Kraftwerks bzw. der Einspeisung dessen Leistung, bewertet mit dem Börsenpreis des Produkts zum jeweiligen Zeitpunkt, vorzu-

stellen. Die Pointe ist nun, dass der Einsatz von Kraftwerken, und damit deren Erlös, entscheidend abhängt von dem Verhältnis der Grenzkosten der einsetzbaren Erzeugungsoptionen untereinander, also deren Reihung („merit order“) zu einem jeweiligen Zeitpunkt. Der zu erwartende Ertrag eines Kraftwerks ist somit weniger von seinen Durchschnittskosten bestimmt, wie in der üblichen Methodik der „break even“-Bestimmung unterstellt, als vielmehr von seinen Grenzkosten. Dies ist zudem kontextabhängig, das heißt vom Verhältnis seiner Grenzkosten zu den Grenzkosten konkurrierender Kraftwerke. Dieses Wettbewerbsverhältnis entscheidet über die schließlich realisierte Auslastung. Es stellt deswegen einen erheblichen Fortschritt dar, dass die Beschreibung dieser Zusammenhänge im Wesentlichen geleistet worden ist (Sensfuß 2009a,b), (Sensfuß und Ragwitz 2006, 2008), (Sensfuß et al. 2008).

Das Prinzip dieser neuen Art der Bestimmung von Kosten, wenn auch in einem anderen Systemzuschnitt, ist in Abb. 9-13 dargestellt. Anhand dieser Grafik haben die Autoren hergeleitet, dass „für das Jahr 2006 ... die Summe aus Marktwert und Merit-Order-Effekt ... höher als die gesamte EEG-Vergütungssumme [ist].“ (Sensfuß und Ragwitz 2007:16) Sie belegen damit empirisch, dass die regenerativen Energietechnologien, ihrer höheren durchschnittlichen Herstellungskosten zum Trotz, zu geringeren Strompreisen (Durchschnittskosten für die Stromabnehmer) geführt haben, als dies der Fall gewesen wäre in einem Kraftwerkspark, in dem diese nicht vertreten gewesen wären, also in einem Kraftwerkspark mit niedrigeren Durchschnittskosten. Die Veränderung von durchschnittlichen Herstellungskosten der Erzeugungstechnologien überträgt sich damit nicht linear in die Veränderung von durchschnittlichen Bezugskosten der Strombezieher, nicht einmal dem Vorzeichen nach – letzterer Kostenbegriff aber ist der ökonomisch relevante.

Für das in der vorliegenden Untersuchung leitende Interesse ist auf diesen Ergebnissen aufzusetzen und einen Schritt weiter zu gehen. Nun geht es darum, wie sich diese Situation verändert, wenn auf der Seite fossiler

Erzeugungstechnologien die Nachschaltung von CCS, insbesondere nach Kohlekraftwerken, als Kraftwerkstyp hinzutritt und auf der Seite der regenerativen Energietechnologien über Wind hinaus weitere Technologien, wie sie hier betrachtet werden, im Markt sind. Entscheidend ist, wie sich die *Grenzkosten* auf beiden Seiten verändern. Als Grenzkosten gelten diejenigen Kosten, die aus der Sicht des Kraftwerksbetreibers variabel sind, die also entfallen, wenn das betriebsbereite Kraftwerk nicht eingesetzt wird. In der Regel sind das (im Wesentlichen) die Kosten für den eingesetzten Energieträger:

- Auf der Seite der *regenerativen Energietechnologien* gilt als Grundsatz: Sofern die Quelle der Energie ein freies Gut ist, sind die „Energiekosten“, und damit die Grenzkosten, gleich Null. Diese Geltung im Grundsatz wird eingeschränkt, wenn Einlagerungsvorgänge eine Rolle spielen, also bei Wasserkraft (außer Laufwasser) oder auch bei solarthermischer Stromerzeugung mit Spitzen- bzw. Nachtausgleich.
- Auf der Seite *fossiler Erzeugungstechnologien* gelten in der Regel die Brennstoffkosten als Grenzkosten. Hinzu kommen als Aufschlag ggf. (oder wie erwähnt auch nicht) die Kosten für die CO₂-Rechte, gemessen an deren (volatilen) Börsenpreis. Die Frage ist nun, wie die Nachschaltung von CCS dieses Grenzkostenkalkül verändert.

Für Kohlekraftwerke mit nachgeschaltetem CCS ist das in einer Untersuchung bereits einmal zumindest ansatzweise thematisiert worden, jedoch leider nur in einer Form, die das Ergebnis nicht in die Fragestellung der hier vorgelegten Untersuchung übersetzbar macht (Prognos 2009). In der dort durchgeführten Modellierung, die immer eine Stilisierung ist, wurden die Bereiche der fossil befeuerten Kraftwerke und der erneuerbaren Energietechnologien voneinander isoliert – kostengesteuerter Substitutionswettbewerb zwischen beiden Arten der Stromerzeugung ist im Modell nicht als Möglichkeit vorgesehen. Vorgehen ist damit allein eine Substitution innerhalb des, in seinem Anteil vorab festgelegten, Bereichs fossil basierter Stromerzeugung (Kernenergie wurde durch Annahmen ausgeschlossen). Als Optionen für eine Substitution ver-

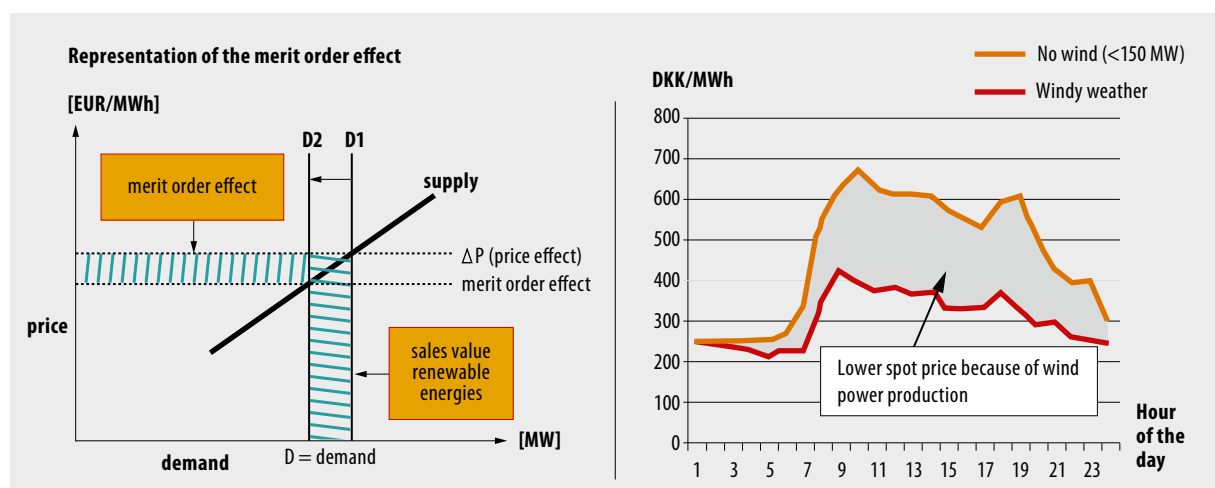


Abb. 9-13 Prinzipdarstellung: Grenzkosten-Effekt durch erneuerbare Energien beeinflusst über die Einsatzcharakteristik die durchschnittlichen Erzeugungskosten von Elektrizität

Quelle: Sensfuß und Ragwitz 2007 (links) und Morthorst 2007 (rechts)

blieben somit nur Erdgas (GuD) (mit importiertem, hochpreisigem Erdgas, dessen Preis über die Periode noch ansteigt) und Kohle-CCS (mit sinkendem Kohlepreis, so die Annahme). Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dagegen war als Anteil exogen fest vorgegeben (und widerspricht damit den politischen gesetzten Wachstumszielen).

Das Ergebnis der Untersuchung ist: Ein deutlicher Zubau von Kohlekraftwerken, die mit einer CO₂-Abscheidung ausgerüstet und deshalb kostspieliger sind, bringt eine *Minderung* der Strom-Großhandelspreise um 17 Prozent (32 Mrd. Euro) bzw. 22 Prozent (66 Mrd. Euro) gegenüber dem „ohne CCS“-Fall – also wiederum ein Vorzeichenwechsel in der Beziehung der Kosten der beiden Varianten, ein weiterer Beleg für die Relevanz der Sensfußschen Sichtweise. Dieses Ergebnis basiert hier auf einem Wechsel des preisbestimmenden Kraftwerkstyps in der Merit Order zwischen Erdgas (GuD)-Kraftwerken und Kohle-Kraftwerken. *Ohne* die CCS-Option (für Kohle) würde (im rein fossilen Teil des Kraftwerksparks) Erdgas (GuD) über weite Einsatzbereiche die Kohle ersetzen, die, mit CO₂-Abgaben belegt, in Zukunft höhere Grenzkosten aufweist. *Mit* CO₂-Abscheidung nun bleiben Kohle-Kraftwerke in ihren Grenzkosten niedrig – die CCS-Anlage ist eben, mit ihrer nachgeschalteten „Chemiefabrik“, äußerst kapitalintensiv und damit grenzkostenextensiv. So verhindert die nachgeschaltete CCS-Anlage den Wechsel zu von den Grenzkosten her höheren Erdgas GuD-Kraftwerken über wesentliche Bereiche.

Im Ergebnis kommen wir auch hier wieder zu den entgegen gesetzten Vorzeichen in Abhängigkeit von dem gewählten Kostenbegriff. Gilt hinsichtlich der Kosten für CO₂-Rechte der Grundsatz der Aufschlagkalkulation, so erhöhen diese die Herstellungskosten für die fossil basierte Erzeugungstechnologie mit CCS gegenüber der ohne CCS und verändern die Wettbewerbssituation gegenüber EE-Erzeugungstechnologien zugunsten letzterer. Gilt hingegen das Kostensetting mit „Merit Order“-Effekten, dann erniedrigen diese die durchschnittlichen Herstellungskosten für die fossil basierte Erzeugungstechnologie mit CCS gegenüber der ohne CCS und verändern somit die Wettbewerbssituation gegenüber EE-Erzeugungstechnologien zulasten letzterer.

Die entscheidende Frage jedoch, welche der beiden Klimaschutzoptionen (CCS oder erneuerbare Energien) den größeren Einfluss auf insgesamt sinkende Strompreise haben, wurde nicht untersucht. Da die Grenzkosten der erneuerbaren Energien gegen Null gehen und somit immer noch niedriger als diejenigen der CCS-Kraftwerke sind, dürften sie jedoch auch hier einen entscheidenden Vorteil bieten.

9.3 Schlussfolgerungen aus der ökonomischen Analyse

Kann die gesamte CCS-Kette (die Rückhaltung, der Transport und insbesondere die Lagerung des CO₂), erfolgreich demonstriert werden, so kann nach den hier vorgelegten Berechnungen in 2020 mit Stromgestehungs-

kosten von CCS-Kraftwerken zwischen 7,30 und 10,35 ct/kWh_{el} (frei Kraftwerk) gerechnet werden (angenommener Realzinssatz 6 Prozent/Jahr). Die Preisspanne bestimmt sich sowohl aus der betrachteten Technologie als auch der Entwicklung der Brennstoff- und der CO₂-Zertifikatspreise bis zum Jahr 2020. Noch nicht enthalten sind Nutzungsentgelte für die Lagerstätten („Speicherabgabe“), wie sie von einigen Bundesländern und auch vom Sachverständigenrat für Umweltfragen gefordert wurden.

Betrachtet wurden dabei zwei Szenarien: sehr niedrig steigende Brennstoffkosten mit hohen CO₂-Zuschlägen auf der einen Seite (Szenario C/A) und deutlich ansteigende Energiekosten, die ein Überangebot von und somit sinkende CO₂-Zuschläge verursachen, auf der anderen Seite (Szenario A/C). In letzterem Fall, das als das realistischere Szenario angesehen wird, ergeben sich CO₂-Vermeidungskosten in 2020 von 68 EUR/t CO₂ (Erdgas), 43 EUR/t CO₂ (Steinkohle) und 20 EUR/t CO₂ (Braunkohle).

Abhängig von der weiteren Preisentwicklung ergeben sich langfristige Kosten für CCS zwischen 8,10 und 13,80 ct/kWh_{el} im Jahr 2040 und zwischen 8,80 und 15,40 ct/kWh_{el} im Jahr 2050. Braunkohle-Dampfkraftwerke liegen dabei im unteren Bereich, Steinkohle-Kraftwerke (Dampf und Vergasung) im mittleren bis hohen sowie Erdgas (GuD) im höchsten Bereich. Die CO₂-Vermeidungskosten sinken trotz steigender laufenden Kosten aufgrund von Lerneffekten in 2040 auf 61 EUR/t CO₂ (Erdgas), 36 EUR/t CO₂ (Steinkohle) und 17 EUR/t CO₂ (Braunkohle). Sie liegen damit – außer bei der Braunkohle – noch weit entfernt von den von der Energiewirtschaft anvisierten Kosten von rund 20 EUR/t CO₂.

Erneuerbare Energien haben heute noch mittlere Stromgestehungskosten von etwa 12 ct/kWh_{el}, geht man von einem repräsentativen Mix aus (ebenfalls mit einem Realzinssatz von 6 Prozent/Jahr gerechnet). Lässt man die Fotovoltaik aus dem Mix heraus, belaufen sich die Durchschnittskosten auf etwa 10 ct/kWh_{el}. Erfolgt ihre weitere Markteinführung mit ähnlicher Geschwindigkeit wie bisher, lassen sich in 2020 mittlere Stromgestehungskosten von etwa 8,8 ct/kWh_{el} (mit Fotovoltaik) und 8,2 ct/kWh_{el} (ohne Fotovoltaik) erreichen. Eine anhaltend globale Steigerung der Marktpenetration und Lerneffekte lassen für den weiteren Zeitverlauf bei den erneuerbaren Energien noch signifikante Kostendegressionen erwarten, so dass um 2050 das Kostenniveau in dem betrachteten charakteristischen Mix bei 8,8 ct/kWh_{el} liegen könnte. Einzelne Technologien wie offshore Windkraft oder Geothermie könnten Stromkosten von etwa 5 ct/kWh_{el} erreichen, wenn ihre Lernkurve über eine kontinuierliche Ausweitung globaler Märkte weiter genutzt wird.

Bleibt die Ausbaudynamik von erneuerbaren Energien im Stromsektor hoch, wie es in der Szenarienfamilie CCS-EE/KWK (Kapitel 10) angenommen wurde, können einzelne erneuerbare Energietechnologien (offshore und onshore Windkraft, solarthermische Kraftwerke) bereits in 2020, das als potenzieller Startpunkt für CCS-Kraftwerke gilt, mit CCS-Kraftwerken konkurrieren. Teilweise ist auch bereits der Durchschnittsmix konkurrenzfähig. Steigen die Brennstoffpreise *deutlich* an, sind die Gestehungskosten

von CCS-basierten Erdgas und Steinkohle-Kraftwerken ab 2020 höher als bei erneuerbaren Energien. Braunkohle CCS-Kraftwerke folgen ab 2025 (offshore-Wind/Solarthermie) bzw. 2030 (EE-Mix). Aber auch im Falle *sehr niedriger* Energiepreissteigerungen sind die Zusatzkosten durch CCS so hoch, dass die erneuerbaren Energien zum gleichen Zeitpunkt wie im Hochpreisszenario konkurrenzfähig sind. Bei Braunkohle wirkt sich hier insbesondere der hohe CO₂-Zuschlag aus, der nicht komplett durch die CO₂-Abscheidung kompensiert werden kann.

Die gesamte Rechnung basiert auf der Annahme, dass die CCS-Technologie ab dem Jahr 2020 kommerziell einsetzbar ist. Erweist sich dies nicht als realisierbar, würden die bisher für das Jahr 2020 angenommenen Kostensprünge bei der Einführung von CCS entsprechend auf spätere Jahre (2025 oder 2030) verschoben. Dies würde jedoch bedeuten, dass die erneuerbaren Energien bereits ab der Einführung von CCS durchgehend günstiger produzieren, sowohl im Niedrig- als auch im Hochpreisszenario. Auf der anderen Seite hätten dann auch die erneuerbaren Energien noch einen Spielraum, sollte deren Kostensenkung (die auf der Annahme entsprechender Lernraten beruht) ebenfalls erst um fünf bis zehn Jahre verzögert eintreten.

Bestätigt werden die vorgelegten Rechnungen in der Grundaussage auch von Bankenanalysten. So hat die Landesbank Baden-Württemberg in ihrem Branchenreport Photovoltaik 2009 auch andere Optionen der CO₂-Reduktion szenarienmäßig modelliert. Hinsichtlich CCS kommt sie zum Schluss, dass diese Technologie „selbst in Mitteleuropa aus betriebs- und volkswirtschaftlichen Gründen nicht zweckmäßig [ist]. Solare Stromerzeugung ist im Vergleich damit nicht teurer (und ab 2020 massiv günstiger)“ (LBBW 2009:6). Sie wirft die Frage auf, „wel-

che Technologie in Zukunft durch Steuergelder gefördert werden soll: die ‚Säuberung‘ konventioneller, fossiler Kraftwerke mit Auslaufdatum durch die CCS, oder die doch wohl nachhaltigere Versorgung der Industriegesellschaft mit Solarstrom“ (LBBW 2009:54).

Aus ökonomischer Sicht besteht daher den getroffenen Annahmen zufolge kein zwingender Anreiz, CCS-Technologien dem weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung vorzuziehen. Weiterführende Überlegungen zeigen jedoch, dass aus Investorensicht die Frage der Gestehungskosten und des „break even“ Punktes zwischen CCS-basierten Kraftwerken und erneuerbaren Energien nicht mehr alleine entscheidend ist. Die hier vorgenommene Berechnung der Stromkosten auf annuitätischer Basis ist nicht unbedingt das Kalkül, nach dem Investoren vorgehen. Auch ordnet sich die traditionelle Aufschlagkalkulation bei der Strompreisbildung, mit der die Zusatzinvestitionen, die höheren Brennstoffkosten und ein steigender CO₂-Rechte-Preis in unsere Rechnung eingeflossen sind, inzwischen der Börsenorientierung unter. Dies führt zu solchen Effekten, wie dass die CO₂-Zusatzkosten eingepreist und damit nur noch als durchlaufender Posten angesehen werden und somit ohne Einfluss im Kalkül von Kraftwerksinvestoren sind. Der aktuelle Strompreis bestimmt sich vielmehr durch den Börsenpreis, der wiederum von der Merit Order, also der Einsatzreihenfolge betriebsbereiter Kraftwerke, abhängt. Während inzwischen empirisch nachgewiesen wurde, dass die erneuerbaren Energien trotz ihrer derzeit noch höheren Kapitalaufwendungen zu fallenden Strompreisen geführt haben (da ihre Grenzkosten im Gegensatz zu teuren Erdgas (GuD) nahezu Null sind), steht eine solche Betrachtung für deren Einfluss auf CCS-basierte Kraftwerke noch aus.

Systemanalytische Bewertung von CCS im Rahmen nationaler Szenarien

10.1 Rückblick auf die Szenarien der RECCS-Studie

In der RECCS-Studie wurden drei Szenarien erstellt, anhand derer die energiewirtschaftliche Rolle von CCS im Vergleich zu erneuerbaren Energien in Deutschland analysiert wurde (WI et al. 2007, Kapitel 14). Sie seien zur Einordnung der in dieser Studie neu erstellten Szenarien den folgenden Kapiteln vorangestellt. Allen drei Szenarien gemeinsam war es, die energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland bis zum Jahr 2050 auf 240 Mio. t/Jahr zu reduzieren, was gegenüber 1990 einer Minderung von rund 75 Prozent entspricht. Die Szenarien gingen dabei von folgenden Prämissen aus:

- **CCS-MAX** als Hauptstrategieelement einer Klimaschutzstrategie mit „maximalem Einsatz“ von CCS-Technologien ab 2020 im Rahmen einer sonst weitgehend trendmäßigen Entwicklung (geringe Mobilisierung von Effizienzpotenzialen und eingeschränkte Umsetzung der Ausbaupotenziale von EE). Eine solche Strategie stößt nach den Ergebnissen der Szenariorechnung an strukturelle und potenzialseitige Grenzen. Der mit 2020 angenommene früheste kommerzielle Einsatzpunkt für CCS kommt für die laufende erste Welle des Kraftwerkserneuerungsprogramms in Deutschland zu spät. Er erzwingt im Zeitraum bis 2050 extrem hohe Zuwachsraten für CCS-Anlagen (Neubau und Nachrüstung älterer Kraftwerke). Die Erreichung der Klimaziele in 2050 alleine mit CCS ist nicht möglich. Stattdessen müsste auch der Verkehrssektor zusätzliche Minderungen erbringen, so dass der Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur (basierend auf Kohlevergasung inklusive CO₂-Abtrennung) erforderlich würde. Wasserstoff wäre im Jahr 2050 mit 47 Prozent Anteil dominierender Energieträger.

- **CCS-BRIDGE** als „Brückentechnologie“, falls Effizienz und EE zwar gegenüber einer Referenzentwicklung verstärkt umgesetzt werden, andererseits aber wesentliche Akteure in Energiepolitik und -wirtschaft von vornherein damit rechnen, dass diese Strategieelemente nicht ausreichen werden, um das „– 80 Prozent“-Ziel zu erreichen. Eine solche Strategie böte der CCS-Technologie Chancen, sich ab 2020 in der deutschen Stromversorgung zu etablieren, und es würde sich in 2050 ein recht ausgewogenes Verhältnis von EE-Strom (245 TWh/a), CCS-Strom (146 TWh/a) und konventionell erzeugtem fossilen Strom (150 TWh/a) einstellen. Auch in diesem Szenario werden allerdings die Klimaziele im Stromsektor verfehlt, wenn auch nicht so deutlich wie unter CCS-MAX-Bedingungen. Die Anforderungen an eine Einführung einer Wasserstoff-Infrastruktur im Verkehrsbereich sind geringer als in CCS-MAX, da bis 2030 die erforderlichen Beiträge von CCS und Wasserstoff noch relativ gering sein können.

Wasserstoff würde im Jahr 2050 zu 29 Prozent zu den Energieträgern beitragen. Wie auch im Szenario CCS-MAX ist in CCS-BRIDGE jedoch ein erheblich höherer Primärenergieaufwand nötig.

- **NaturschutzPlus** als Pfad mit einem engagierten und ökologisch optimierten Ausbau von EE und dem flächendeckenden Ausschöpfen der Energieeffizienzpotenziale. Dieses Szenario war eines der Vorläufer der seitdem veröffentlichten *Leitszenarien* des BMU (BMU 2007, BMU 2008a, BMU 2009a). Es beschreibt eine Entwicklung, die den energiepolitisch eingeleiteten Ausbau erneuerbarer Energien verstetigt und ihn zunehmend mit wachsenden Beiträgen einer effizienteren Umwandlung (Kraft-Wärme-Kopplung, KWK) und Nutzung von Energie verknüpft. Der Einsatz von CCS-Technologien wird aus Klimaschutzgründen nicht erforderlich; am Ausstieg aus der Kernenergie wird festgehalten. Der Ausbau der KWK ist ein wesentliches Kennzeichen dieses Szenarios, durch den es gelingt, den Erdgasverbrauch aus dem Wärme-sektor in den Stromsektor zu transferieren und ab 2020 sogar stetig zu senken.

Das in dieser Studie entwickelte neue Szenario nimmt Elemente sowohl von CCS-MAX als auch von NaturschutzPlus auf. Wie im NaturschutzPlus-Szenario wird angenommen, dass die von der Bundesregierung beschlossenen energiewirtschaftlichen Ziele wie Ausbau der EE und der KWK umgesetzt werden. Ähnlich wie in CCS-MAX wird jedoch beispielhaft angenommen, dass die erforderliche Umsetzung von Effizienzmaßnahmen nur mäßig erfolgen wird. Für den restlichen, verbleibenden Strombedarf aus fossilen Quellen wird in unterschiedlichem Ausmaß der Einsatz von CCS vorgesehen. Dies wird in einer „Szenarienfamilie“ *CCS-EE/KWK*, die aus sechs Varianten besteht und auf dem *Leitszenario 2008* des BMU aufbaut, abgebildet.

10.2 Leitszenario 2008 und Definition der CCS-relevanten Variante D

Mit dem *Leitszenario 2008* wurde in (BMU 2008a) ein Szenario beschrieben, welches darlegt, wie die aus dem Strom-, Wärme- und Verkehrssektor resultierenden Treibhausgasemissionen bis 2050 in Deutschland auf rund 20 Prozent des Werts von 1990 gesenkt werden können. Vor dem Hintergrund dieser generellen Zielsetzung werden im *Leitszenario* auch die *Zwischenziele der Bundesregierung* für das Jahr 2020 abgebildet. Diese sind:

- die Reduktion der CO₂-Emissionen auf 35 – 40 Prozent gegenüber 1990,

- die Steigerung der Energieproduktivität auf das Zweifache des Wertes von 1990,
- ein Beitrag der EE von 18 Prozent bezogen auf den Endenergieverbrauch (beim Strom von 30 Prozent)
- und der deutliche Ausbau der Kraft-Wärme-Koppelung, wie sie in den Beschlüssen der Bundesregierung, den einschlägigen Gesetzen und den Regelungen der EU-Kommission festgelegt sind;
- schließlich wird am gesetzlich festgelegten Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie festgehalten.

Das *Leitszenario* beschreibt den durch diese Ziele erforderlichen Strukturwandel der Energieversorgung in Deutschland.

Generell zeigen Szenarien mögliche zukünftige Entwicklungen von Energiesystemen unter der Annahme, dass die für die Szenariokonstruktion getroffenen Voraussetzungen eintreffen bzw. die gesetzten Ziele eingehalten werden und im übrigen keine unvorhergesehenen Ereignisse auftreten, die das Gesamtsystem grundsätzlich verändern. Es liegt jedoch auch nahe, Zielverfehlungen bzw. das Nichteintreffen angestrebter Voraussetzungen zu modellieren, um aus deren quantitativer Wirkung Hinweise auf die Bedeutung von Maßnahmen oder auf den Grad der Zielverfehlung zu erhalten.

In zwei Varianten D1 und D2 wurden in (BMU 2008a) Zielverfehlungen bei den angestrebten Effizienzsteigerungen in allen Sektoren modelliert. Im Szenario D2 wurde zusätzlich von einer kohleorientierten Investitionsstrategie im Kraftwerkssektor ausgegangen, welche näherungsweise die derzeit bekannten Planungen der Energieversorger abbildet. Die Umsetzung dieser Planungen hätte in Kombination mit unzulänglichen Effizienzerfolgen gravierende Folgen auf den angestrebten CO₂-Reduktionspfad. In 2020 würden die CO₂-Emissionen der gesamten Energieversorgung mit 743 Mio. t/a um rund 100 Mio. t/a über denjenigen des *Leitszenarios* 2008 liegen, was einer Reduktion gegenüber 1990 um nur 25 Prozent bedeutet. Bis 2050 könnten die CO₂-Emissionen trotz gleichen Wachstums der EE wie im *Leitszenario* 2008 nur auf ca. 400 Mio. t CO₂/a gesenkt werden, also auf das Doppelte dessen, was zur Zielerfüllung des „–80 Prozent“ Ziels erforderlich ist (Verlauf von D2 siehe Abb. 10-1). Berücksichtigt werden muss in diesem Szenario jedoch, dass die Koexistenz eines massiven Ausbaus von EE und einer entsprechenden Ausbauplanung von Kohlekraftwerken dazu führen wird, dass die Laufzeiten (Volllaststunden) der Kohlekraftwerke immer geringer werden (siehe unten). Daher könnten sie sich – auch ohne CO₂-Abscheidung – möglicherweise betriebswirtschaftlich nicht mehr rentieren.

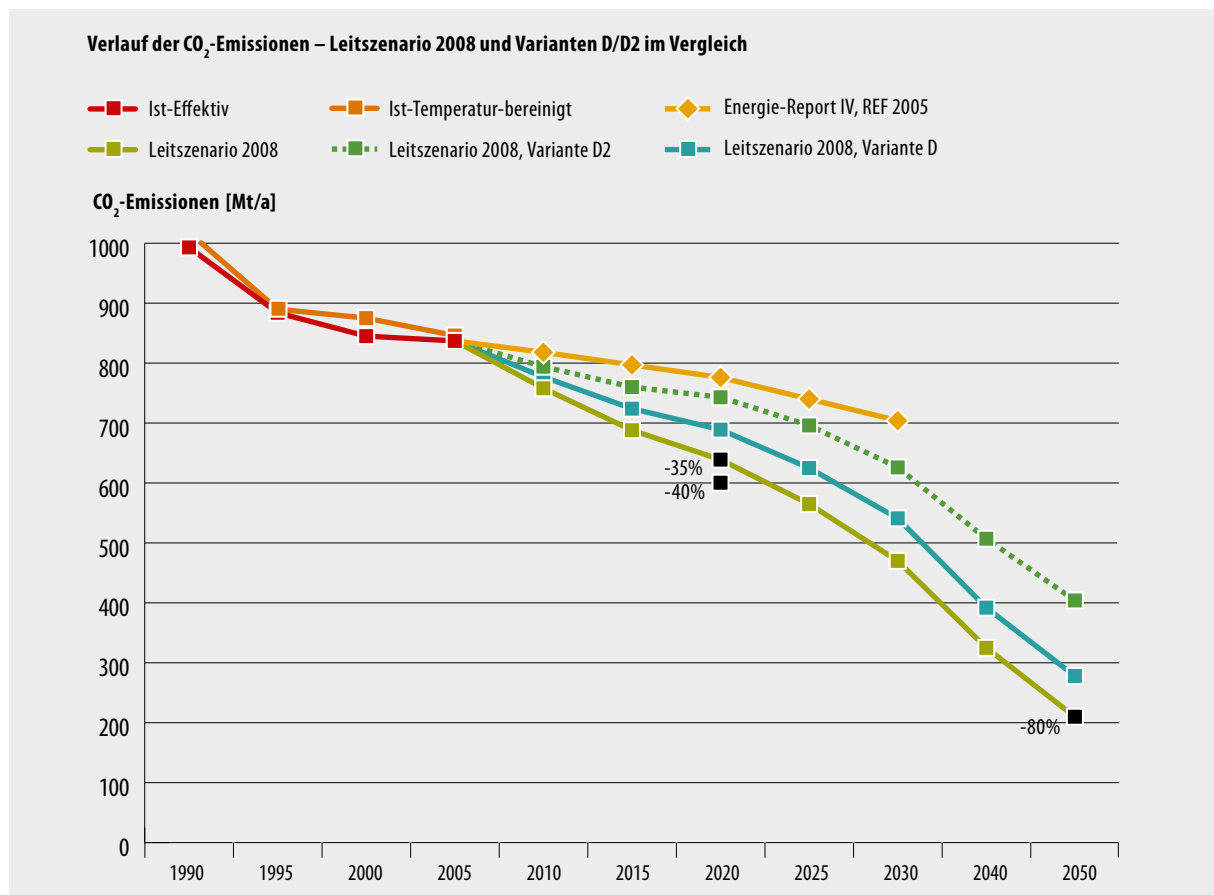


Abb. 10-1 Entwicklung der CO₂-Emissionen im Leitszenario 2008 und in den Varianten D2 (kohleorientiert) und D (zusätzlich verminderte Effizienz), Vergleich mit der Referenzentwicklung des Energiereports IV und den Reduktionszielen der Bundesregierung für 2020 und 2050

Quelle: BMU 2008a; EWI und Prognos 2005

Die in den Szenariovarianten D1 und D2 skizzierte Entwicklung kann auch dazu genutzt werden, die Wirkungen einer Abscheidung und Zurückhaltung von Kohlendioxid aus Kraftwerken (CCS-Technologie) zu illustrieren und zu überprüfen, ob nicht dadurch die Klimaschutzziele dennoch erreicht werden können bzw. ob man sich ihnen deutlicher annähern kann. Im Unterschied zu den Betrachtungen in (BMU 2008a) wird dazu in vorliegender Arbeit eine Szenariovariante entwickelt (Variante D), welche nur Zielverfehlungen bzw. unterschiedliche Investitionsstrategien im Stromsektor betrachtet, um die Wirkungen eines unterschiedlich intensiven Einsatzes von CCS-Technologien eindeutig abbilden zu können. *Das Szenario D ist also im Wärme- und Verkehrssektor mit dem Leitszenario 2008 identisch und berücksichtigt „nur“ die Effekte einer weniger effizienten Stromnutzung und der in der Variante D2 vorgestellten kohleorientierten Investitionsstrategie bei Kraftwerksneubauten.* Durch den im *Leitszenario 2008* erfolgenden Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung müssen damit auch eine große Anzahl von Heizkraftwerken mit einer CO₂-Abscheidung ausgerüstet werden. Auch der Ausbau erneuerbarer Energien in allen Sektoren bleibt unverändert.

Der resultierende Verlauf der CO₂-Emissionen der gesamten Energieversorgung in dieser Variante D *ohne CCS-Maßnahmen* ist ebenfalls aus Abb. 10-1 ersichtlich. Im Jahr 2020 belaufen sich die CO₂-Emissionen auf 689 Mio. t CO₂/a, einer Reduktion um 30 Prozent gegenüber 1990. Bis 2050 sinken sie auf 278 Mio. t CO₂/a, was einem Rückgang gegenüber 1990 um 72 Prozent entspricht. Die Differenz zum eigentlichen *Leitszenario 2008* zeigt also den Einfluss eines höheren Stromverbrauchs und eines stärker auf Kohle setzenden Kraftwerkausbau.

Im folgenden werden zunächst die Eckdaten dieses Szenarios D beschrieben, bevor dann hierauf aufbauend die Varianten des Szenarios CCS-EE/KWK definiert werden.

10.3 Energetische und emissionsseitige Eckdaten der Modellierung

Für die folgenden Modellrechnungen werden die in der Tab. 10-1 dargestellten Werte zugrunde gelegt, die auch schon in der RECCS-Studie verwendet wurden. Die angenommenen Nutzungsgrade stellen die Situation im Jahr 2020 für Neukraftwerke dar, gehen also schon von einer erheblich verbesserten Situation gegenüber dem derzeitigen Stand aus. Da innerhalb der Szenarienrechnungen nicht einzelne Technologien (zum Beispiel Dampfkraftwerk und IGCC) modelliert werden, wird jeweils ein durchschnittlicher Nutzungsgrad verwendet. Für CCS-Kraftwerke, die nachgerüstet werden, wird der gleiche Nutzungsgradverlust wie bei Neukraftwerken angenommen, obwohl sie nicht deren Effizienz erreichen dürften.

Als CO₂-Abscheidegrad werden 88 Prozent angenommen, dem in der RECCS-Studie hergeleiteten Durchschnittswert. Aus Abscheidegrad und Wirkungsgradverlust errechnen sich die abzuscheidenden Mengen an CO₂ sowie die verbleibenden Emissionen am Kraftwerk. Hierbei ist zu berücksichtigen, dass *abzuscheidende* Mengen nicht gleich *vermiedene* Mengen von CO₂ bedeuten, da die CO₂-Emissionen zunächst proportional zum erhöhten Primärenergieverbrauch ansteigen.

Tab. 10-1 Energetische und emissionsseitige Eckdaten der Modellierung im Jahr 2020

A) Ohne CO ₂ -Rückhaltung	Einheit	Braunkohle-Kraftwerksmix	Steinkohle-Kraftwerksmix	Erdgas-GuD
Nutzungsgrad	%	47,5	49,5	60
CO ₂ -Intensität Brennstoff	g CO ₂ /MJ	112	92	56
	g CO ₂ /kWh	403	331	202
CO ₂ -Intensität Strom	g CO ₂ /kWh _{el}	849	682	337
B) Mit CO ₂ -Rückhaltung				
Nutzungsgrad	%	36	41	51
Minderung	%-Punkte	11,5	8,5	9
Mehrbedarf an Primärenergie	%	32	21	18
CO ₂ -Intensität CCS-Strom vor Abscheidung	g CO ₂ /kWh _{el}	1.176	885	417
CO ₂ -Abscheidegrad	%	88	88	88
CO ₂ abgeschieden	g CO ₂ /kWh _{el}	1.035	761	367
CO ₂ -Intensität CCS-Strom nach Abscheidung	g CO ₂ /kWh _{el}	141	104	50

Quelle: eigene Darstellung

10.4 Kraftwerksseitige Eckdaten des Szenarios D und der Szenarienfamilie CCS-EE/KWK

Auf der Basis der in (BMU 2008a) angenommenen Stilllegung bestehender Kraftwerke (einschließlich des Rückbaus der Kernenergie), der zukünftigen gesamten Bruttostromnachfrage und dem unterstellten Zubau von EE-Anlagen kann der bis 2050 erforderliche Neubau fossil befeuerter Kraftwerke bestimmt werden. Den resultierenden Leistungszubau ab 2005 zeigt Tab. 10-2.

Entwicklung der Kraftwerksstruktur

Der Bedarf an neuen fossilen Kraftwerken wächst im Szenario D bis 2040 auf insgesamt 47 GW. Danach sinkt er bis 2050 wegen des weiteren starken Zubaus von EE bereits wieder leicht ab. Von diesem Rückgang sind nur Großkraftwerke betroffen, da die Leistung dezentraler BHKW bis 2050 stetig steigt. In 2050 sind alle „Altkraftwerke“ (Kraftwerke bis 2005) durch Neuanlagen ersetzt (maximale Nutzungsdauer 40 Jahre für Großkraftwerke). Deshalb entsprechen die Werte in der Spalte „2050“ in Tab. 10-2 auch der in diesem Jahr installierten Gesamtleistung an Kraftwerken (Ausnahme sind nur größere Wasserkraftwerke mit längeren Nutzungsdauern).

Im Ergebnis sind im Jahr 2050 im Szenario D mit einer kohleorientierten Ausbaustrategie knapp 41 GW fossile Kraftwerke im Betrieb, die prinzipiell mit CCS-Technologien versehen werden können. Davon sind 24,7 GW Steinkohlekraftwerke (12,7 davon als HKW), 9,3 GW Braunkohlekraftwerke (davon 3,2 GW als HKW) und 6,8 GW Erdgaskraftwerke (4,8 GW als HKW). Diese Werte

sind die Ausgangsbasis für die weiteren Betrachtungen zu den Nutzungsmöglichkeiten von CCS-Technologien im Strombereich.

Die in diesen Kraftwerken erzeugbare Strommenge (vergleiche Tab. 10-2) ist das Ergebnis des Zusammenwirkens aller stromerzeugenden Anlagen zur Deckung der jeweiligen Nachfrage. *Der deutliche Zubau von EE und der angestrebte höhere KWK-Anteil haben wachsende Auswirkungen auf die Ausnutzungsdauer fossiler Kraftwerke, da der Grundlastbetrieb stetig abnimmt. Von durchschnittlich 5.600 h/a im Jahr 2010 sinkt ihre mittlere Auslastung auf 3.600 h/a im Jahr 2050.* Dies muss sowohl bei ökonomischen Analysen zu CCS als auch für die Betriebsweise beachtet werden, da CCS-Kraftwerke aufgrund der chemischen Prozesse bei der Abscheidung Grundlastbetrieb erfordern. Es zeigt sich hier bereits eine Unverträglichkeit zwischen kapitalintensiven Großkraftwerken, die mit möglichst hoher Ausnutzungsdauer betreiben werden sollten, und einem stark wachsenden Beitrag der EE zur zukünftigen Stromversorgung. Für CCS-Kraftwerke wird dieser Konflikt eher noch verstärkt. Eine Kraftwerksstruktur aus der Sicht eines optimalen CCS-Betriebs hätte also einen deutlich geringeren EE-Anteil, als im Szenario D – abgeleitet aus dem *Leitszenario 2008* – angenommen wurde (solch eine Kraftwerksstruktur wurde in den Szenarien CCS-MAX und CCS-BRIDGE der RECCS-Studie abgebildet).

Eine kohleorientierte Ausbaustrategie hat zudem Auswirkungen auf den Mix der erneuerbaren Energien, die zum Einsatz kommen können: Während im Szenario NaturschutzPlus verstärkt Erdgas-Kraftwerke ausgebaut

Tab. 10-2 Fossiler Kraftwerksneubau ab 2005, für CCS zugängliche Leistung (Großkraftwerke) und deren Stromerzeugung, Vergleich mit Zubau erneuerbaren Energien und deren Stromerzeugung im Szenario D

	Einheit	2010	2015	2020	2025	2030	2040	2050
Fossile Kraftwerke	GW _{el}	8,5	20,6	29,1	39,5	45,2	46,9	46,2
- Steinkohle, übrige feste Brennstoffe	GW _{el}	4,6	12,7	16,7	22,3	25,2	26,0	24,7
- Braunkohle	GW _{el}	2,8	5,5	6,7	9,2	10,6	9,3	9,3
- Erdgas, Öl	GW _{el}	1,1	2,4	5,7	8,0	9,4	11,6	12,2
Davon in Kraft-Wärme-Kopplung	GW _{el}	4,0	9,7	14,0	19,2	24,1	30,3	34,2
- HKW (Kohle, Erdgas)	GW _{el}	1,4	5,0	7,4	10,6	13,6	17,8	20,9
- fossile BHKW (Erdgas, Öl)	GW _{el}	0,5	0,8	1,4	2,6	3,8	4,9	5,4
Fossile Großkraftwerke (KOND, HKW), für CCS geeignet	GW_{el}	8,0	19,8	27,7	36,9	41,5	42,0	40,8
Stromerzeugung in neuen fossilen Großkraftwerken	TWh/a	45,0	101,6	136,5	178,4	195,9	176,0	146,4
Nachrichtlich: Leistungszubau erneuerbare Energien (EE)	GW _{el}	20,7	38,5	58,2	78,1	93,4	119,2	137,1
Stromerzeugung in EE-Anlagen ab 2005	TWh/a	45,3	85,6	136,3	200,0	255,9	367,1	457,5
Ausnutzungsdauer fossiler Kraftwerke	h/a	5.616	5.137	4.936	4.861	4.579	3.951	3.589

Quelle: eigene Darstellung

werden, die fluktuierende Energien wie Windkraft und Photovoltaik durch flexiblen Betrieb ausgleichen können, ist dies im Rahmen von Szenario D nicht in dem Ausmaße möglich. Da Kohlekraftwerke nicht so leicht wie Erdgaskraftwerke regelbar sind, müssten hier vorrangig grundlastfähige erneuerbare Energien wie Biomasse, Geothermie oder solarthermische Kraftwerke (Import aus Südeuropa oder Nordafrika) genutzt werden.

Definition des CCS-EE/KWK Szenarios und seiner sechs Untervarianten

Für die energetische und emissionsseitige Bilanzierung der CCS-Technologien in den folgenden Darstellungen werden die in Kapitel 10.3 dargestellten Parameter verwendet. Es wird für die Berechnungen davon ausgegangen, dass diese Technologien ab dem Jahr 2020 zur Verfügung stehen, also ab 2021 die ersten Kraftwerke mit CCS gebaut oder nachgerüstet werden. Es werden verschiedene Varianten eines Zubaus von CCS-Kapazität betrachtet, um die mögliche Bandbreite der Auswirkungen eines CCS-Zubaus abbilden zu können. Dabei wird zwischen Neukraftwerken und der Nachrüstung der zwischen 2010 und 2020 in Betrieb gehenden Kraftwerke unterschieden. Letztere werden in einem Zeitraum von 10-20 Jahren nach Inbetriebnahme nachgerüstet. Dies geht über die „Nachrüstgrenze“ hinaus, die (McKinsey 2008) mit 10–12 Jahren Kraftwerksalter angibt, berücksichtigt aber, dass es ansonsten in einem kurzen Zeitraum (2030 bis 2035) zu einer sehr hohen zu installierenden „CCS-Leistung“ käme.

Ebenso wird zwischen großen Kondensationskraftwerken und Heizkraftwerken, die im Allgemeinen eine kleinere Leistung haben, unterschieden (Tab. 10-3). Außerdem wird angenommen, dass auch die zwischen 2005 und 2010 errichteten neuen fossilen Kraftwerke nach Ende ihrer Nutzungsdauer – also zwischen 2045 und 2050 – mit den entsprechenden Faktoren durch neue CCS-Kraftwerke ersetzt werden. Folgende sechs Varianten des Szenarios CCS-EE/KWK werden definiert:

1. Maximal - Theoretisch: Ausgehend von der theoretischen Obergrenze, die von einer vollständigen Ausstat-

tung aller fossilen Groß-Kraftwerke und HKW in 2050 mit CCS ausgeht, wird der Anteil systematisch reduziert.

2. Maximal - Realistisch: Zunächst wird davon ausgegangen, dass HKW grundsätzlich nur in geringerem Umfang als Kondensationskraftwerke mit CCS ausgestattet werden können. Sie haben einerseits meist eine relativ kleine Leistung bis etwa 200 MW_{el} und stehen andererseits oft innerhalb von Städten, so dass wenig Platz für die Abscheideanlagen und für die Transport-Infrastruktur besteht. Zudem dürfte die Akzeptanz von CCS-Anlagen in Städten weit geringer als bei Großkraftwerken am Rande einer Stadt sein.

3. Maximal - Neu: Eine Untervariante berücksichtigt nur Neuanlagen, da eine Nachrüstung sowohl von energetischer als auch von ökonomischer Seite nachteiliger gegenüber einem Neubau ist.

4. Realistisch I: Nicht alle Standorte werden für den Anschluss an CO₂-Pipelines geeignet sein. Da die potenziellen CO₂-Lagerstandorte in Norddeutschland liegen (siehe Abb. 7-8), werden vereinfachend alle Kraftwerke südlich des Mains von einem CCS-Betrieb ausgeschlossen (auch McKinsey (2008) bezieht die süddeutschen Kraftwerke mangels Lagermöglichkeiten nicht in eine europaweite Clusterung mit ein, siehe Abb. 10-8). Dann verbleiben noch rund 75 Prozent der in Deutschland installierten fossilen Kraftwerksleistung. Dieser Anteil wird näherungsweise mit den Faktoren der Variante 2 kombiniert.

5. Realistisch I - Kohle: Eine Untervariante betrachtet nur Kohlekraftwerke.

6. Realistisch II: In der letzten Variante wird der mögliche Anteil der Kraftwerke nördlich des Mains, die für einen CCS-Betrieb in Frage kommen, nochmals um ein Drittel gegenüber der Variante 4 reduziert. Dieser (Pauschalwert) berücksichtigt, dass einzelne Kraftwerke möglicherweise nicht an ein Transportnetz angeschlossen werden können oder aus Kapazitäts- und ökonomischen Gründen nicht alle Kraftwerke mit CCS ausgerüstet werden können.

Tab. 10-3 Anteil der mit CCS ausgestatteten Kraftwerke in den untersuchten Varianten des Szenarios CCS-EE/KWK

Szenarien-Varianten	Neue KONd-KW	Nachrüstung KONd-KW	Neue HKW	Nachrüstung HKW
1. Maximal - Theoretisch	100 %	100 %	100 %	100 %
2. Maximal - Realistisch	100 %	65 %	75 %	35 %
3. Maximal - Neu	100 %	–	75 %	–
4. Realistisch I	75 %	40 %	40 %	20 %
5. Realistisch I (nur Kohle)	75 %	40 %	40 %	20 %
6. Realistisch II	50 %	30 %	30 %	15 %
KOND = Kondensationskraftwerk; HKW = Heizkraftwerk				

Quelle: eigene Darstellung

10.5 Ergebnisse der Variantenrechnung innerhalb von CCS-EE/KWK

Das Gesamtergebnis hinsichtlich der CO₂-Minderung wird in Abb. 10-2 veranschaulicht. Ersichtlich ist zunächst, dass der heute beachtliche Beitrag der Stromerzeugung an den CO₂-Emissionen von rund 310 Mio. t CO₂/a infolge des deutlichen Wachstums der EE generell deutlich zurückgeht. Im *Leitszenario 2008* gehen die Emissionen des gesamten Stromsektors auf 28 Mio. t CO₂/a in 2050 zurück, da hier nur noch geringe fossile Stromerzeugungskapazitäten, vorwiegend als KWK-Anlagen und Erdgas-Kondensationskraftwerke, vorhanden sind.

Im Szenario D (ohne CCS) reduzieren sich die CO₂-Emissionen des Stromsektors auf 96 Mio. t CO₂/a. Sie stellen damit noch 35 Prozent der dann vorhandenen CO₂-Emissionen in Höhe von 278 Mio. t CO₂/a. In diesem Segment kann CCS eingesetzt werden. Da die mittleren Abscheidungsraten in CCS-Kraftwerken mit 88 Prozent angenommen wurde, können als theoretische Obergrenze die verbleibenden Emissionen des Szenarios D um maximal 85 Mio. t CO₂/a auf rund 11 Mio. t/a reduziert werden. Die restlichen CO₂-Emissionen würden also in diesem theoretischen Grenzfall unter den Wert der CO₂-Emissionen des *Leitszenarios 2008* fallen.

Die Gegenüberstellung der CO₂-Emissionen in den verschiedenen Varianten des Szenarios CCS-EE/KWK allein im Stromsektor zeigt Abb. 10-3. Zunächst ist ersichtlich, dass das CO₂-Reduktionspotenzial des EE-Ausbaus im Szenario D deutlich größer ist als dasjenige einer möglichen Reduktion durch CCS-Kraftwerke (Kurve „EE-eingefroren“). Das ist ein Resultat des angenommenen beträchtlichen Ausbaus von EE in diesem Szenario, welches den fossilen Anteil an der Stromerzeugung generell deutlich reduziert.

Innerhalb des Rahmens dieses Szenarios kann jedoch die bis 2020 sich einstellende deutlich höhere CO₂-Emission der Stromerzeugung im Vergleich zum *Leitszenario 2008* je nach Intensität des CCS-Zubaus bis 2050 merklich reduziert werden. Im Fall 2 (Maximal - Realistisch) erreicht man gerade den Zustand des *Leitszenarios* mit rund 28 Mio. t CO₂/a. In den umsetzungsnäheren Varianten 4 (Realistisch I) und 6 (Realistisch II) erreicht man ein Niveau von 50 Mio. t CO₂/a bzw. von 63 Mio. t CO₂/a. Das Niveau des *Leitszenarios* (28 Mio. t CO₂/a) wird also um 22 Mio. t CO₂/a (Variante 4, plus 80 Prozent) bzw. um 35 Mio. t CO₂/a (Variante 6, plus 125 Prozent) verfehlt.

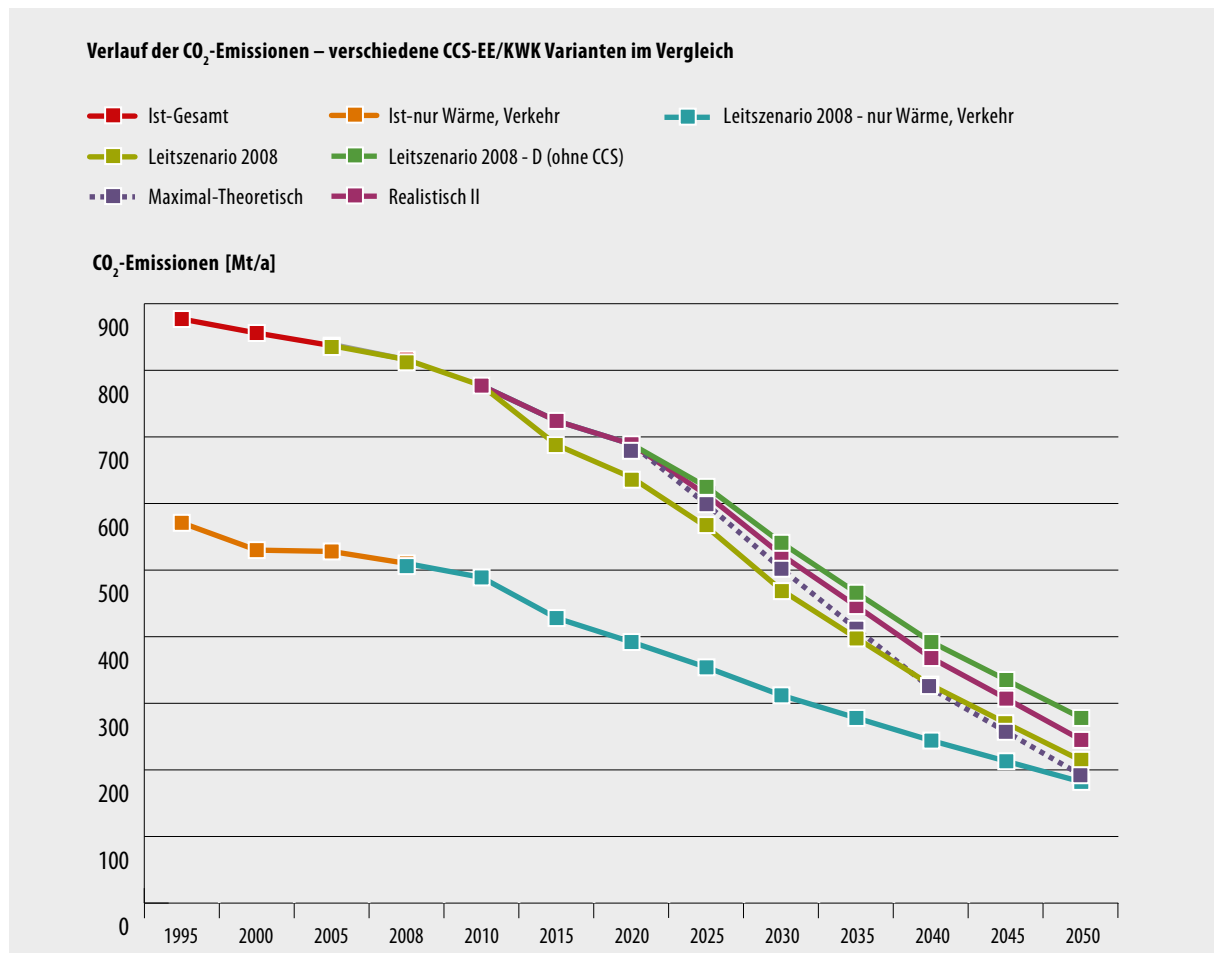


Abb. 10-2 Bandbreite der Entwicklung der CO₂-Gesamtemissionen, getrennt nach Stromsektor und den Verbrauchssektoren „Wärme + Kraftstoffe“ für zwei Varianten des Szenarios CCS-EE/KWK und Vergleich mit dem *Leitszenario 2008*

Quelle: eigene Darstellung

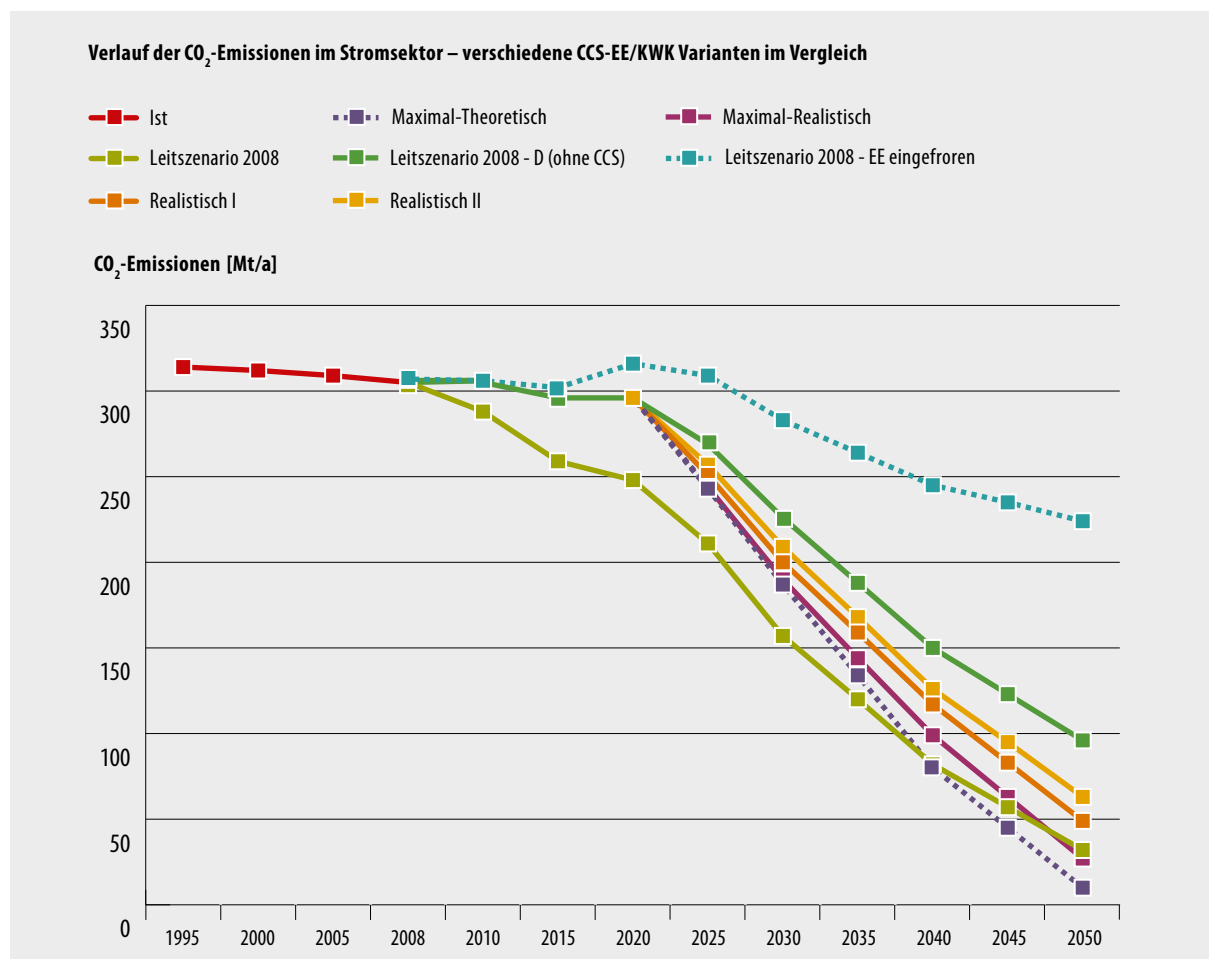


Abb. 10-3 Verlauf der CO₂-Emissionen im Stromsektor in den verschiedenen Varianten des Szenarios CCS-EE/KWK, im Leitszenario 2008 und im hypothetischen Fall des Einfrierens des EE-Beitrags auf dem heutigen Niveau

Quelle: eigene Darstellung

Die komplette Gegenüberstellung der wichtigsten Eckdaten der Variantenrechnung entsprechend Tab. 10-3 zeigt Tab. 10-4 (ein detaillierter Überblick über die Eckdaten der sechs Szenarien findet sich in den Anhangtabellen Tab. 13-4 – Tab. 13-9). Neben dem vermiedenen CO₂ – gegenüber den CO₂-Emissionen des Normalbetriebs von fossilen Kraftwerken – sind dargestellt: die „Nettoleistung“ der Kraftwerke, die jeweils für CCS-Maßnahmen zugänglich ist; die damit produzierbare Strommenge; die resultierende Leistung der CCS-Kraftwerke einschließlich der zusätzlich erforderlichen Leistung zur Kompensation der verringerten Kraftwerkswirkungsgrade infolge der Abscheidung von CO₂; die insgesamt abzuschheidende CO₂-Menge und der erforderliche Brennstoffmehrbedarf.

Die mögliche Bandbreite an CCS-Kraftwerken reicht in 2050 von insgesamt 17 GW Leistung im Fall „Realistisch II“ (6) bis zur realistischen Obergrenze „Maximal-Realistisch“ von knapp 38 GW Leistung (2). Der (eher unrealistische) Fall „Maximal-Theoretisch“ ergäbe eine Leistung von 50 GW (1).

Die *abzuscheidende* CO₂-Menge (Abb. 10-4) ist wegen der Wirkungsgradverluste von CCS-Kraftwerken deutlich größer als die gegenüber den jeweiligen Referenz-

kraftwerken ohne CO₂-Abscheidung *vermiedene* CO₂-Menge. Im Vergleich der realistischen Varianten reicht die anfallende CO₂-Menge im Jahr 2050 von 44 Mio. t CO₂/a im Fall „Realistisch II“ bis zu 95 Mio. t CO₂/a im Fall „Maximal-Realistisch“. Im Zeitraum 2020 bis 2050 fallen kumuliert in diesen beiden Varianten 832 bzw. 1.769 Mio. t CO₂/a an.

Bleibt nach 2050 die Leistung von CCS-Kraftwerken konstant, so kommen je Jahrzehnt jeweils 445 bzw. 950 Mio. t CO₂ hinzu, die in geeigneten Lagern gelagert werden müssen (siehe auch Kapitel 10.7).

Der aus dem Wirkungsgradverlust resultierende Mehrverbrauch an fossiler Energie ist ein weiteres Kennzeichen einer CCS-Stromerzeugung. Er beläuft sich – wiederum in der Bandbreite der obigen beiden Fälle „Realistisch II“ und „Maximal-Realistisch“ – im Jahr 2050 auf 2,1 bis 4,4 Prozent des gesamten energiebedingten fossilen Primärenergieeinsatzes in diesem Jahr. Bezogen auf den Brennstoffeinsatz für die Stromerzeugung (Kondensationskraftwerke und KWK) sind es 5,4 bis 11,3 Prozent.

Tab. 10-4 Wirkungen des Einsatzes der CCS-Technologie beim Neubau und der Nachrüstung fossiler Kraftwerke für verschiedene Rahmenbedingungen

		Einheit	2025	2030	2040	2050
1. Maximal - Theoretisch CCS für 100% neue KOND-KW und neue HKW; Nachrüstung ebenfalls zu 100%	CCS – Leistung *)	GW_{el}	10,9	17,3	37,7	50,1
	Nettoleistung	GW _{el}	8,8	14,0	30,9	40,8
	Netto-Stromerzeugung	TWh/a	42,9	64,0	121,9	146,4
	Vermiedenes CO ₂ *)	Mio. t/a	26,5	39,1	69,3	85,1
	Abzuscheidendes CO ₂ *)	Mio. t/a	36,7	54,1	94,5	116,5
	Brennstoffmehrbedarf	PJ/a	80	118	206	254
2. Maximal - Realistisch CCS für 100% neue KOND-KW und 75% neue HKW; Nachrüstung für 65 % KOND-KW und 35% HKW	CCS – Leistung *)	GW_{el}	9,9	15,4	26,3	37,7
	Nettoleistung	GW _{el}	8,0	12,4	21,5	30,6
	Netto-Stromerzeugung	TWh/a	40,7	59,7	88,1	116,0
	Vermiedenes CO ₂ *)	Mio. t/a	25,4	36,9	50,6	68,6
	Abzuscheidendes CO ₂ *)	Mio. t/a	35,2	51,2	69,0	94,6
	Brennstoffmehrbedarf	PJ/a	77	112	150	208
3. Maximal - Neu CCS für 100% neue KOND-KW und 75% neue HKW; <i>keine</i> Nachrüstung	CCS – Leistung *)	GW_{el}	9,9	15,4	19,7	29,6
	Nettoleistung	GW _{el}	8,0	12,4	16,0	23,8
	Netto-Stromerzeugung	TWh/a	40,7	59,7	67,5	91,0
	Vermiedenes CO ₂ *)	Mio. t/a	25,4	36,9	40,1	54,4
	Abzuscheidendes CO ₂ *)	Mio. t/a	35,2	51,2	55,4	75,8
	Brennstoffmehrbedarf	PJ/a	77	112	122	171
4. Realistisch I CCS für 75% neue KOND-KW und 40% neue HKW; Nachrüstung für 40% KOND-KW und 20% HKW	CCS – Leistung *)	GW_{el}	6,8	10,3	16,2	24,2
	Nettoleistung	GW _{el}	5,5	8,3	13,2	19,6
	Netto-Stromerzeugung	TWh/a	29,0	41,9	56,0	77,0
	Vermiedenes CO ₂ *)	Mio. t/a	18,3	26,2	32,5	46,1
	Abzuscheidendes CO ₂ *)	Mio. t/a	25,4	36,5	44,5	63,8
	Brennstoffmehrbedarf	PJ/a	56	80	97	141
5. Realistisch I – Kohle wie Variante 4, jedoch ohne Gaskraftwerke	CCS – Leistung *)	GW_{el}	6,5	9,6	13,4	20,3
	Nettoleistung	GW _{el}	5,2	7,7	10,8	16,3
	Netto-Stromerzeugung	TWh/a	28,1	40,1	48,9	68,6
	Vermiedenes CO ₂ *)	Mio. t/a	18,0	25,7	30,5	43,7
	Abzuscheidendes CO ₂ *)	Mio. t/a	25,1	35,8	41,9	60,8
	Brennstoffmehrbedarf	PJ/a	55	78	89	132
6. Realistisch II CCS für 50% neue KOND-KW und 30% neue HKW; Nachrüstung für 30% KOND-KW und 15% HKW	CCS – Leistung *)	GW_{el}	4,7	7,1	11,7	17,2
	Nettoleistung	GW _{el}	3,8	5,7	9,6	13,9
	Netto-Stromerzeugung	TWh/a	19,7	28,5	40,2	53,9
	Vermiedenes CO ₂ *)	Mio. t/a	12,3	17,8	23,3	32,1
	Abzuscheidendes CO ₂ *)	Mio. t/a	17,2	24,7	31,6	44,4
	Brennstoffmehrbedarf	PJ/a	38	54	69	98
*) unter Berücksichtigung der zusätzlich erforderlichen Leistung und höherer Emissionen wegen Wirkungsgradrückgangs bei der CO ₂ -Abscheidung („penalty load“) im Vergleich zum Referenzkraftwerk ohne CCS						

Quelle: eigene Darstellung

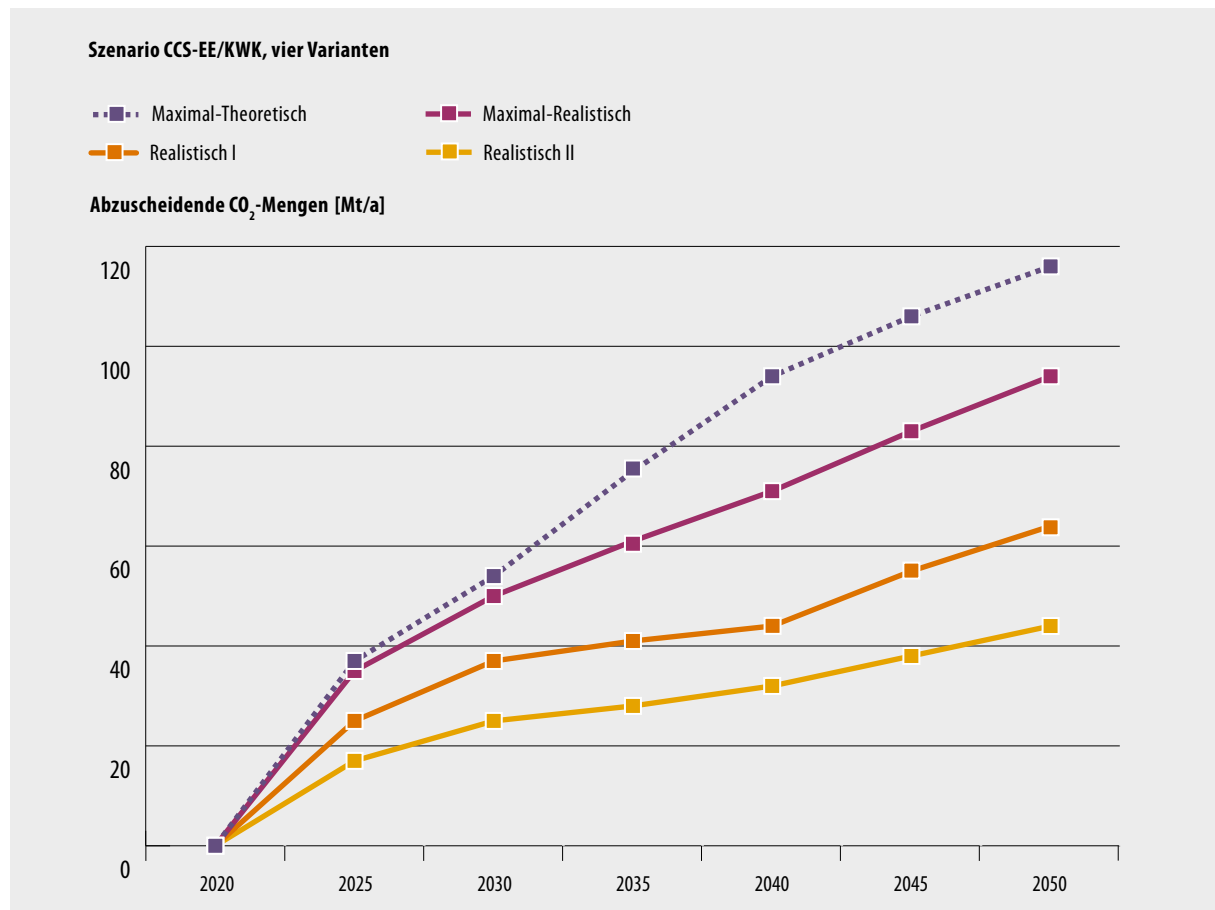


Abb. 10-4 Jährlich abzuscheidende und zu lagernde CO₂-Mengen in vier Varianten des Szenarios CCS-EE/KWK

Quelle: eigene Darstellung

Die Abb. 10-5 und die Abb. 10-6 verdeutlichen die Relation von CCS-Stromerzeugung und CCS-Leistung im Vergleich zum Gesamtsystem der Stromversorgung im Fall der Umsetzung der Szenariovariante D. Die stetige Ausweitung erneuerbarer Energien dominiert die Stromversorgung. Die angestrebte Ausweitung der KWK im dezentralen Bereich beschränkt den Spielraum für den Einsatz der CCS-Technologie weiter. Selbst im relativ optimistischen Fall „Realistisch I“ erreicht die Stromerzeugung aus CCS-Kraftwerken im Jahr 2050 deshalb nur einen Anteil von 12 Prozent an der Gesamterzeugung. Der erreichbare Leistungsanteil ist mit 10,6 Prozent noch kleiner.

Weiterhin ist zu beachten, dass zugunsten von CCS angenommen wurde, dass bis 2050 auch sämtliche zwischen 2005 und 2010 erstellten fossilen „Neukraftwerke“ (maximal 8 GW) nach Ablauf ihrer Nutzungsdauer von 40 Jahren ebenfalls durch CCS-Anlagen ersetzt werden. Diese CCS-Kraftwerke würden bis zum Zeitraum 2085 bis 2090 am Netz bleiben, was natürlich Auswirkungen auf das weitere Vordringen der EE-Stromerzeugung ab 2050 hätte.

Aus Abb. 10-7 ist für den Fall „Realistisch I“ die zu installierende CCS-Leistung nach Kraftwerksarten ersichtlich. Zwischen 2020 und 2030 sind durchschnittlich jährlich 1 GW CCS-Leistung zu errichten, zwischen 2030 und 2050 sinkt der Wert auf durchschnittlich 0,55 GW/a. Von den in 2050 installierten 24 GW CCS-Kraftwerken sind 13 GW Steinkohle-Kraftwerke, 7 GW Braunkohlekraftwerke und 4 GW Erdgaskraftwerke. Im Vergleich zum Fall „Maximal - Theoretisch“ ist ersichtlich, dass knapp 50 Prozent aller in 2050 vorhandenen fossilen Großkraftwerke im Fall „Realistisch I“ mit CCS versehen sind.

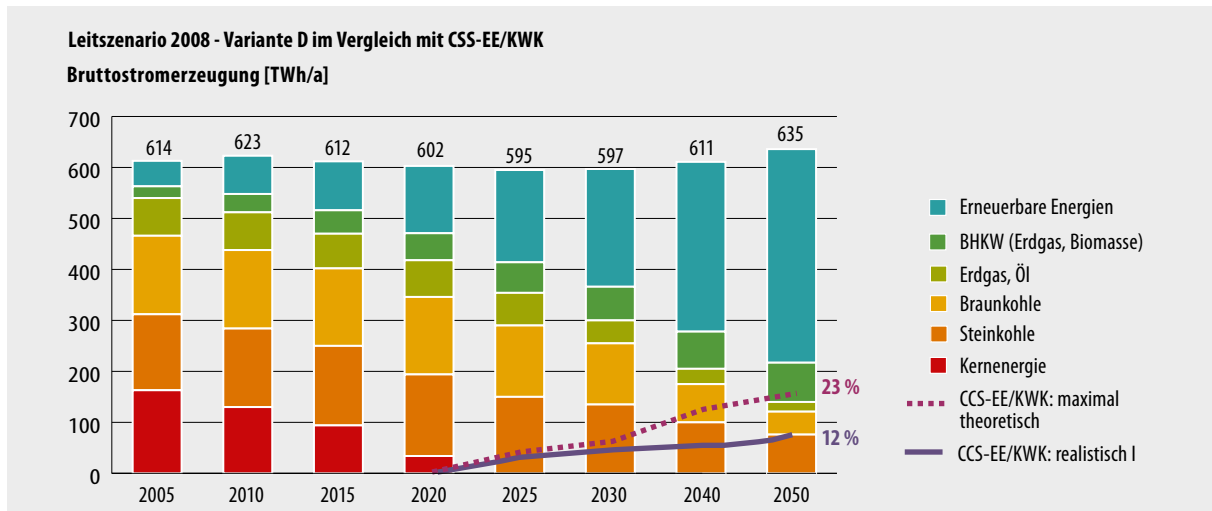


Abb. 10-5 Gesamte Stromerzeugung in der Variante D des Leitszenarios 2008 und Beitrag von CCS in zwei Varianten des Szenarios CCS-EE/KWK

Quelle: eigene Darstellung

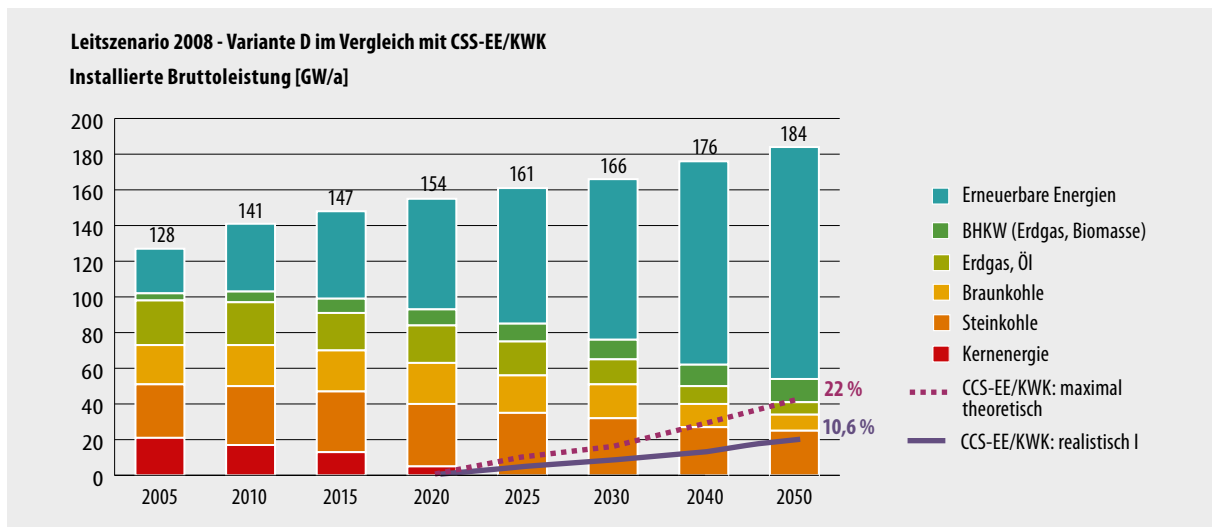


Abb. 10-6 Entwicklung der Kraftwerksleistung in der Variante D des Leitszenarios 2008 und Betrag von CCS in zwei Varianten des Szenarios CCS-EE/KWK (ohne „penalty load“ der CCS-Kraftwerke)

Quelle: eigene Darstellung

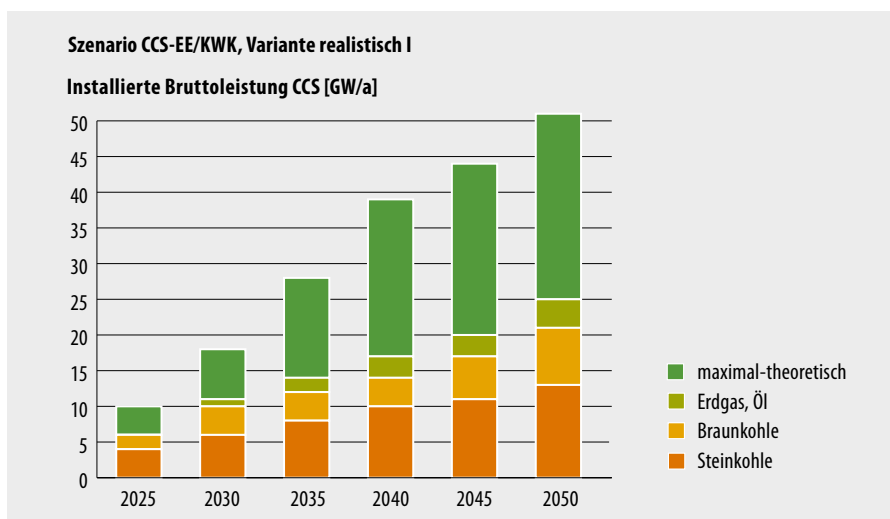


Abb. 10-7 Leistung von CCS-Kraftwerken nach Energieträgern im Szenario CCS-EE/KWK (Variante 4: Realistisch I) und theoretische Obergrenze (Variante 1: Maximal-Theoretisch)

Quelle: eigene Darstellung

10.6 Schlussfolgerungen aus der Szenarioanalyse

Die potenzielle Rolle von CCS im Kontext einer deutschen Klimaschutzstrategie hängt entscheidend von bisher schon gewählten Energiestrategien ab. Unter den Bedingungen eines weiterhin deutlichen Ausbaus von erneuerbaren Energien und eines stetig ansteigenden Anteils von Kraft-Wärme-Kopplung in der deutschen Stromversorgung, wie er in der Variante D des *Leitszenarios 2008* abgebildet wurde, engt sich der Spielraum für eine weitere Reduktion von CO₂ im verbleibenden fossilen Segment der Stromversorgung mittels CCS deutlich ein. Im günstigsten zu erwartenden Fall, der Variante „Realistisch I“, können bis 2050 damit bei einer installierten CCS-Leistung von 24 GW durchschnittlich 46 Mio. t CO₂ pro Jahr gegenüber einer gleich großen Stromerzeugung ohne CCS vermieden werden. Das sind 18 Prozent der insgesamt im Stromsektor zwischen 2005 und 2050 zu vermeidenden CO₂-Emissionen und 8 Prozent derjenigen der gesamten Energieversorgung.

Die CO₂-Reduktionsleistungen des erneuerbaren Energien-Ausbaus und der Effizienzsteigerungen in der Wärme- und Kraftstoffversorgung sind in demselben Zeitraum betrachtet deutlich größer. Auch wenn hohe Unsicherheiten bezüglich der Kosten bestehen, spricht vieles dafür, dass mittel- bis langfristig ein stärker erneuerbar geprägter Energiepfad kostengünstiger sein wird. Er wird jedoch eine erhebliche Umstrukturierung der Energiewirtschaft und der Infrastrukturen erfordern – so werden nicht nur ganz andere Netzstrukturen, sondern auch Energiespeicher erforderlich sein. CO₂-Minderungen durch gesteigerte Effizienzmaßnahmen im Stromsektor sind in jedem Fall wirtschaftlich hoch rentabel zu realisieren.

Das *Leitszenario 2008* und die Szenariovariante D gehen außerdem von einem planmäßigen Rückbau der Kernenergie aus. Damit wird überhaupt ein ausreichender Bedarf an zu ersetzender Kraftwerksleistung geschaffen, der dann durch erneuerbaren Energien und durch CO₂-Rückhaltungstechnologien gedeckt werden muss. Bleibt es bei der Zielsetzung, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung erheblich auszubauen, verringert sich das Umsetzungsfenster für CCS deutlich, wenn zeitgleich die Laufzeit der Kernkraftwerke erhöht wird, wie es derzeit energiepolitisch diskutiert wird.

Insgesamt bleibt dann gegebenenfalls nur noch ein „sub-optimaler“ Beitrag für potenzielle CCS-Kraftwerke übrig, wenn man davon ausgeht, dass bis zu einem kommerziellen Einsatz von CCS noch ein beträchtlicher finanzieller Aufwand für weitere Forschung, Entwicklung und Demonstration erforderlich sein wird. Bleibt es außerdem bei einem frühesten Einsatzzeitpunkt um 2020, ist zwingend eine möglichst weitgehende Nachrüstmöglichkeit der bis dahin erstellten fossilen Neukraftwerke – auch für mittelgroße Heizkraftwerke – erforderlich, da andernfalls

das erreichbare Segment noch weiter reduziert würde.¹¹⁶ Zudem wäre eine ganz anderer Mix an erneuerbaren Energien nötig, kompatibel zu einem entsprechenden CCS-Kraftwerkspark, der sich nicht zum Ausgleich fluktuierender Energien eignet.

Aus der Analyse folgt, dass die bestehenden energiepolitischen Ziele einer deutlich höheren Effizienz (Verdopplung der Energieproduktivität bis 2020 im Vergleich zu 1990; Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung von 25 Prozent in 2020) und des geforderten deutlichen Ausbaus der erneuerbaren Energien (bis 2020 ein 30 bis 35 prozentiger, bis 2030 ein rund 50 prozentiger Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung) selbst bei ambitionierten Klimaschutzzielen nur wenig Raum für einen substantiellen Einsatz der CCS-Technologie lässt. Der Einsatz der CCS-Technologie wäre dagegen in einer zukünftigen Energieversorgung zweckmäßig, die nur mäßige Erfolge bei der Effizienzsteigerung und dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien erzielt und die in ihren strukturellen Merkmalen nur wenig Veränderungen gegenüber dem derzeitigen Zustand aufweist.

10.7 Infrastrukturaufwand für Transport und Lagerung des abgeschiedenen Kohlendioxids

Anforderungen an die Infrastrukturplanung

Abschließend wird ein Blick auf die nötige Infrastruktur geworfen, die für den Transport des abgeschiedenen CO₂ und seine nachfolgende Lagerung benötigt wird. Hierzu werden sowohl die in der RECCS-Studie betrachteten Szenarien als auch die oben erläuterte Szenarienfamilie CCS-EE/KWK mit den sechs Untervarianten betrachtet. Eine Analyse der Infrastrukturfragen ist zwingend notwendig, da zu dem in den Szenarien betrachteten CCS-Einsatzzeitpunkt praktisch drei Herausforderungen gleichzeitig gemeistert werden müssen:

- Es muss gewährleistet sein, dass Abscheideanlagen in großem Volumen innerhalb von kurzen Zeiträumen installiert werden können.
- Für die geplanten Mengen an abgeschiedenem Kohlendioxid müssen geeignete Lager einsatzbereit sein. Dafür muss jede Lagerformation zunächst individuell auf ihre Eignung hin untersucht werden. Danach müssen die Einspeisevorrichtungen eingerichtet werden. Nach Beginn der Einlagerung schließt sich ein Monitoring-Programm an, bei dem über etwa fünf Jahre getestet wird, ob sich der Lager tatsächlich als CO₂-Lager eignet.
- Zu dem Zeitpunkt, an dem die einzelnen Kraftwerke betriebsbereit sind, muss zudem ein Transportsystem (voraussichtlich Pipelines) einsatzfähig sein. Da die Volumina von Lagerformationen in der Regel begrenzt sind

¹¹⁶ Denkbar wäre jedoch, die derzeit in Planung befindlichen Kohlekraftwerke zurückzustellen und sich zunächst auf den angepeilten Ausbau der erneuerbaren Energien zu konzentrieren (50% Anteil an der Stromerzeugung in 2030). Sind in 2030 dann CCS-Kraftwerke in entsprechender Größenordnung kommerziell verfügbar, müssten keine Kraftwerke nachgerüstet, sondern könnten direkt neu gebaut werden.

und alleine in einem Kraftwerk der Größenordnung von Neurath (2.200 MWel) über die Lebensdauer 600 Mio. t CO₂ abgeschieden werden, reicht eine einzelne Pipeline zu einem Lager nicht aus, sondern es wird ein Pipeline-Netz mit verschiedenen Senken notwendig werden.

Für alle drei Aspekte muss berücksichtigt werden, dass entsprechende Kapazitäten nicht nur in Deutschland, sondern im gleichen Zeitraum vermutlich auch in den Niederlanden, Polen, England, Spanien und Dänemark geplant und aufgebaut werden müssen.

Überblick über die Mengen an abgeschiedenem Kohlendioxid in den Szenarien

Um die Auswirkungen auf eine CO₂-Infrastruktur beurteilen zu können, zeigt Tab. 10-5 zunächst die jährlich anfallenden Mengen an abgeschiedenem CO₂, jeweils getrennt nach den RECCS-Szenarien „CCS-MAX“ und „CCS-BRIDGE“ und der oben erläuterten Szenarienfamilie CCS-EE/KWK mit ihren sechs Untervarianten. Nachrichtlich hinzu genommen werden die Ergebnisse einer Studie im Auftrag des Landes Nordrhein-Westfalen, in der die Auswirkungen einer „CCS-Max Strategie“ für NRW analysiert wurde (WI 2009). In der rechten Spalte werden zudem die bis zum Jahr 2050 kumulierte Mengen an CO₂ dargestellt.

Während die jährlichen Mengen an abgeschiedenem CO₂ aller Kraftwerke die *Kapazität der Pipeline(s)* (und damit deren Durchmesser und Trassenbreiten) bestimmen, zeigen die über die Lebensdauer gerechneten Mengen auf, wie viel *Lagerkapazität insgesamt* für diese Kraftwerke vorgehalten werden muss.

Die größte Bandbreite mit 6,2 bis rund 9,7 Mrd. t fällt in den Szenarien der RECCS-Studie an. Aufgrund der anderen Annahmen in der hier vorlegten Studie und des geringeren Einsatzbedarfs von CCS benötigen die Varianten der Szenarienfamilie CCS-EE/KWK nur eine Gesamt-Lagerkapazität von 0,8 bis 2,2 Mrd. t bzw. – grenzt man sie auf die realistischen Varianten ein – zwischen 0,8 und 1,8 Mrd. t. Betrachtet man nur NRW, so fallen dort alleine – in einer CCS-MAX vergleichbaren Strategie – bis zu 4,8 Mrd. t an.

Vergleich von abgeschiedenem Kohlendioxid und Lagerkapazitäten

Vergleicht man die ermittelten Mengen an abgeschiedenem CO₂ mit den in dieser Studie hergeleiteten Lagerkapazitäten für Deutschland, so zeigt sich, dass die in der Szenarienfamilie CCS-EE/KWK bis zum Jahr 2050 anfallenden Emissionen auch im vorsichtigen, konservativen Fall (Lagerpotenzial von 5 Mrd. t CO₂) innerhalb von

Tab. 10-5 Mengen an abgeschiedenem Kohlendioxid in den Varianten des neuen Szenarios CCS-EE/KWK und den RECCS-Szenarien CCS-MAX und CCS-BRIDGE

	2025 Mio. t/a	2030 Mio. t/a	2040 Mio. t/a	2050 Mio. t/a	2020-2050 Kumuliert Mio. t
RECCS – CCS-MAX *)	94	242		586	9.648
RECCS – CCS-BRIDGE *)	85	187		328	6.207
RECCS – NaturschutzPlus	0	0		0	0
Szenarienfamilie CCS-EE/KWK					
1. Maximal - Theoretisch	36,7	54,1	94,5	116,5	2.153
2. Maximal - Realistisch	35,2	51,2	69,0	94,6	1.764
3. Maximal - Neu	35,2	51,2	55,4	75,8	1.361
4. Realistisch I	25,4	36,5	44,5	63,8	1.192
5. Realistisch I - Kohle	25,1	35,8	41,9	60,8	1.155
6. Realistisch II	17,2	24,7	31,6	44,4	830
Nachrichtlich NRW-CCS-Studie 2009 (WI 2009) (Maximaleinsatz von CCS in NRW ab 2020 für Kraftwerke und weitere Punktquellen)				33 – 131 (nur NRW)	1.172 – 4.754 (nur NRW)
Zum Vergleich (siehe Kapitel 7.5): Lagerstättenpotenzial von Deutschland nach WI-Schätzung nach GeoCapacity nach BGR					5.000 (4.000 / 15.000) 17.000 19.000 – 41.000
*) Inklusive abgetrenntem CO ₂ aus Kohlevergasung zur Herstellung von Wasserstoff für den Verkehrssektor					

Quelle: eigene Darstellung

Deutschland gelagert werden könnten. Betrachtet man die beiden Sensitivitätsanalysen, so könnten in der höheren Variante (Lagerpotenzial von 15 Mrd. t CO₂) auch die CO₂-Mengen aus den anderen Szenarien in Deutschland gelagert werden. Würden die CCS-Kraftwerke auch über das Jahr 2050 hinaus am Netz bleiben, kämen pro Jahrzehnt zwischen 445 und 950 Mio. t CO₂ hinzu.

Generell setzt diese Betrachtung voraus, dass die abgeschätzten Kapazitäten auch tatsächlich nutzbar sind, sie akzeptiert werden und eine entsprechende Transportinfrastruktur aufgebaut werden kann. Auf den letzten Aspekt wird im Folgenden abschließend eingegangen.

Aufbau einer Transportinfrastruktur

Aus zeitlichen Gründen kann in dieser Studie keine eigene Infrastrukturplanung entwickelt werden; stattdessen werden Ergebnisse der Studie für das Land Nordrhein-Westfalen vergleichend zu Hilfe genommen. Dort wurden die analysierten Kraftwerke (und andere große Punktquellen) in sechs verschiedene Cluster aufgeteilt. Das Ziel war es, möglichst viele und große CO₂-Emittenten auf möglichst engem Raum einzubinden, um als Kristallisationskerne für den schrittweisen Aufbau einer CO₂-Infrastruktur zu dienen (WI 2009).

Ähnlich wie für das Ruhrgebiet werden solche Clusterbildungen auch europaweit vorgeschlagen. In einem Konzept von McKinsey (Abb. 10-8) ist NRW das zentrale Cluster innerhalb eines acht Cluster umfassenden Europaverbundes. (McKinsey 2008:34) gibt drei Vorteile einer solchen Clusterbildung an:

- Der Transport des CO₂ ist günstiger in wenigen großen anstatt vielen kleinen Pipelines. So könnten beim Ersatz von zwei einzelnen 24-inch Pipelines durch eine 36-inch Pipeline 30 Prozent der Transportkosten eingespart werden;
- in Regionen, in denen keine Akzeptanzprobleme mit CCS vorherrschen, sollten möglichst viele Emittenten an ein umfassendes Netz angeschlossen werden;
- die größten Emittenten befinden sich meist in hoch-industrialisierten Regionen. Hier könnte ein CCS-Cluster auch als Kristallisationspunkt zur Weiterentwicklung oder Diversifizierung bestehender Industrie dienen.

Die in der Abb. 13-1 (siehe Anhang) dargestellten Transportrouten zeigen beispielhaft den Transportaufwand, wenn die für NRW im Maximalfall ermittelten CO₂-Abscheidemengen von 131 Mio. t CO₂/a abtransportiert werden müssten. Sie liegen in der gleichen Größenordnung

Large scale role-out: what could it conceptually look like?

Local storage case

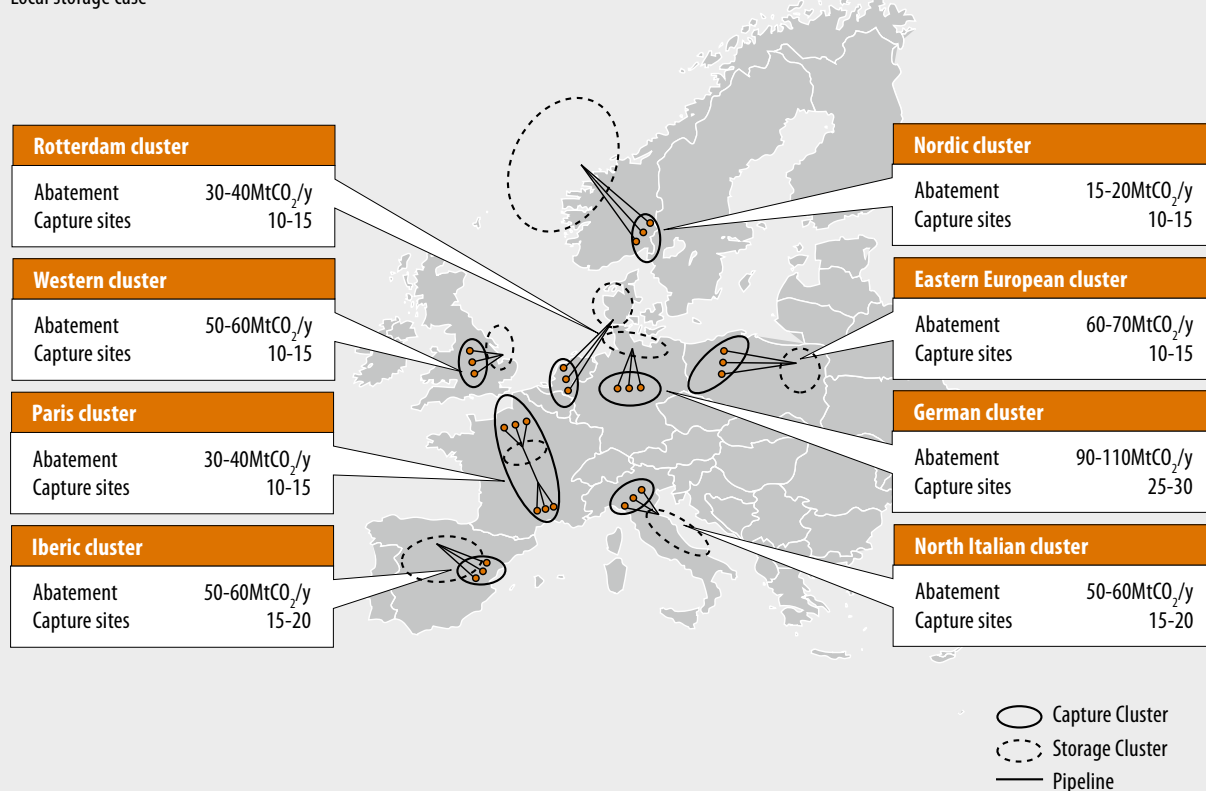


Abb. 10-8 Entwurf einer europaweiten Clusterbildung von CO₂-Quellen

Quelle: McKinsey 2008

wie die für die Variante *Maximal - Theoretisch* ermittelten Mengen von maximal 117 Mio. t CO₂/a.

Dabei wurden drei Fälle unterschieden:

- a. Lagerung onshore in (willkürlich gewählten) Formationen in Norddeutschland (Gesamtpipeline-Länge 4.330 km)
- b. Lagerung offshore in der Utsira-Formation bei Norwegen (8.380 km)
- c. Übergabe an das in Planung befindliche niederländische CO₂-Netz und Durchleitung zu offshore-Formationen der Niederlande (1.140 km, nur deutscher Teil).

Je nach Dicke der mit einem geographischen Informationssystem ermittelten und farbig dargestellten Routen sind bis zu zehn parallel zu verlegende Pipelines nötig. Ein ähnlich hoher Transportaufwand dürfte zu erwarten sein, würde die Variante „*Maximal - Theoretisch*“ umgesetzt werden. Dort müssten natürlich weitere Kraftwerksstandorte berücksichtigt werden – die Darstellung hier dient nur zur beispielhaften Verdeutlichung, welchen infrastrukturellen Aufwand eine entsprechende CCS-Strategie bedeuten würde.

Zusammenfassende integrative Bewertung von CCS für fossile Kraftwerke und Forschungsbedarf

11.1 Zielvorgaben

Der Entwicklung und Demonstration von CCS für fossile Kraftwerken wird in Deutschland, in der Europäischen Union und auch in vielen anderen Staaten (analysiert wurden China, die USA und Australien) eine zunehmend wichtige Rolle zugeschrieben.

Insbesondere auf *internationaler Ebene* wird CCS eine hohe Bedeutung für die Erfüllung globaler CO₂-Minderungsziele beigemessen. So geht die Internationale Energieagentur in ihrem „Blue Map“-Szenario der „Energy Technology Perspectives“ davon aus, dass bis zum Jahre 2050 eine Senkung der globalen CO₂-Emissionen um 50 Prozent (gegenüber dem aktuellen CO₂-Ausstoß) eine CO₂-Reduktion um 48 Gigatonnen im Vergleich zu einem „Business-as-Usual“-Pfad erfordern würde (IEA 2008). Für CCS wird ein Beitrag von 19 Prozent an der Minderungsleistung genannt, der sich je etwa zur Hälfte auf eine CO₂-Abscheidung an Kraftwerken und an industriellen Anlagen aufteilt. Die absolute, aus dem Einsatz von CCS resultierende, CO₂-Minderung beträgt 9,1 Gigatonnen. CCS würde folglich einen substanziellen Beitrag zur Erreichung des 50 Prozent-Reduktionsziels leisten.¹¹⁷

Die *Europäische Union* forciert ebenfalls die Entwicklung und Verbreitung der CCS-Technologie. Ziel ist unter anderem, auch ausgelöst durch Überlegungen zur Steigerung der Versorgungssicherheit, das Ressourcenpotenzial der Kohle nutzen zu können, ohne die Treibhausgas-Emissionen zu vervielfachen. Die Europäische Kommission schreibt CCS aber auch aus globaler Perspektive eine „besondere Bedeutung“ zu, da nicht nur für die europäische Energieversorgung, sondern gerade auch die Deckung des rapide steigenden Energiebedarfs von Entwicklungs- und Schwellenländern auch zukünftig auf Kohlevorkommen zurückgegriffen werden müsse (Europäische Kommission 2008). Im 2007 verabschiedeten SET-Plan („Europäischer Strategischer Plan für Energietechnologie“) wird CCS als eine von sechs Schlüsseltechnologien aufgeführt, die bis zum Jahr 2020 industriepolitisch gefördert werden sollen. Um diesem Ziel näher zu kommen, hat die EU innerhalb nur eines Jahres eine „CCS-Richtlinie“ entwickelt, die im Juni 2009 im Rahmen des „Grünen Pakets“ in Kraft getreten ist (siehe Kapitel 2.1.2 und 6.1).

In *Deutschland* gibt es bisher keine quantitativen Zielvorgaben, jedoch eine Vielzahl von Entwicklungsvorhaben, die von den Bundesministerien für Wirtschaft und Technologie (BMWi) und Bildung und Forschung (BMBF) gefördert werden. Im integrierten Energie- und Klimaschutzprogramm wird die Fortentwicklung einer klimaverträglichen Kohleverstromung als wichtige Aufgabe genannt. Bis auf wenige Ausnahmen befürworten die politischen Parteien, Gewerkschaften und Industrieverbände die weitere Erprobung und schrittweise Umsetzung der CCS-Technologie. Eine zumindest orientierende Aussage über einen möglichen Anteil von CCS an den deutschen Minderungszielen wird mit dem „Energiekonzept“ erwartet, das im Herbst 2010 von der Bundesregierung verabschiedet werden soll.

Innerhalb der einzelnen Technologierouten ist eine Vielzahl von Abscheideverfahren in der weltweiten Entwicklung. Die größte Anzahl von Forschungsprojekten bezieht sich auf das Post-combustion Verfahren, für das es auch die meisten Anbieter gibt. Neben verschiedenen Abscheideprozessen, die auf Absorptions-, Adsorptions- und Membran-Verfahren basieren, stehen in letzter Zeit auch biologische Verfahren (Nutzung von Algen oder Enzymen) im Schwerpunkt des Interesses. Auch wenn die Post-combustion Technologie aus heutiger Sicht das Verfahren mit den höchsten Wirkungsgradverlusten ist, so wird es insbesondere im Hinblick auf eine mögliche Nachrüstung von Kraftwerken vorrangig erforscht.

11.2 Bestimmungsfaktoren für die Einführung von CCS

Geht man vom Stand der technischen Entwicklung, den politischen Vorgaben und den bisher veröffentlichten wissenschaftlichen Studien aus, so sind sechs Aspekte hervorzuheben, die als Bestimmungsfaktoren für die Einführung von CCS maßgeblich sind. Dabei ist es von hoher Bedeutung, CCS nicht aus der Einzelperspektive heraus zu betrachten, sondern in eine ganzheitliche Analyse von mehreren Klimaschutzoptionen einzubinden.

1. Großtechnische Verfügbarkeit der Technologie

Bezüglich der Einsetzbarkeit von CCS und der daraus resultierenden (quantitativen) Rolle von CCS für den Klimaschutz bestehen heute noch zahlreiche Unsicherheiten. Hierzu gehört insbesondere auch die Frage, wie lange der Weg vom Pilotstadium zur kommerziellen Einsetzbarkeit sein wird.

In der Industriegeschichte hat sich gezeigt, dass das Hochskalieren von einer Pilotanlage bis zur ihrer kommer-

¹¹⁷ Nach Erkenntnis der Klimaforschung reicht ein 50 Prozent Reduktionsziel nicht aus, den Temperaturanstieg auf 2 Grad zu begrenzen. Vielmehr geht der IPCC von zwischen minus 50 und minus 85 Prozent globaler Minderung der Treibhausgas-Emissionen aus, um die Temperaturerhöhung mit einigermaßen hoher Wahrscheinlichkeit zu begrenzen (IPCC 2007).

ziellen Verfügbarkeit im großen Maßstab (hier 700 – 2.000 MW_{el} Kraftwerkskapazität) innerhalb von zehn Jahren in der Regel nicht zu leisten ist. Erschwerend kommt hinzu, dass für den Einsatz der CO₂-Abtrennung zuvor noch erheblicher Forschungs- und Entwicklungsaufwand nötig ist. Im Falle von CCS geht es zudem nicht „nur“ um das eigentliche Kraftwerk und die CO₂-Abscheidung, sondern auch die weiteren Glieder der CCS-Kette, die gleichzeitig einsatzbereit sein sollten: Es müssen sowohl eine CO₂-Transport-Infrastruktur aufgebaut sein als auch funktionsfähige und sichere Lagerstätten zur Verfügung stehen, die die enormen Mengen an CO₂ eines Großkraftwerks (100 – 400 Mio. t über dessen Lebensdauer) zeitgleich mit ihrem Auftreten aufnehmen können müssen. Alleine für die Genehmigung eines Lagers aber rechnet die European Technology Platform beispielsweise mit einem Zeitraum von bis zu 6,5 Jahren; sie geht von einer Umsetzungsdauer von 6,5 – 10 Jahren für die gesamte Kette eines einzelnen CCS-Projekts aus (ZEP 2008:23).

Der Zeitpunkt, zu dem die gesamte CCS-Kette (Abtrennung, Transport und Lagerung) in kommerziellem Ausmaß einsatzbereit sein wird, wird in den jüngsten Veröffentlichungen und auch Verlautbarungen der Industrie daher zunehmend nach hinten verschoben. Mittlerweile ist vermehrt von einem Zeitpunkt zwischen 2025 und 2030 die Rede (MIT 2007, ZEP 2008, Greenpeace 2008). Die Unsicherheiten in der Verfügbarkeit der Technologie schlagen sich im unternehmerischen Handeln einzelner Unternehmen nieder. So hat beispielsweise Dong Energy angekündigt, mittelfristig in Deutschland eine andere Schwerpunktsetzung jenseits fossiler Energieträger anzustreben. Andere Unternehmen sehen die Kommerzialisierungsphase von CCS frühestens im Jahr 2030.

Energiewirtschaftlich und klimapolitisch ist eine spätere Umsetzung von CCS im Kontext der Aufforderung der Klimawissenschaft zu sehen, dass der Höhepunkt (peak) der weltweiten CO₂-Emissionen bereits zwischen 2010 und 2020 erreicht werden muss, um eine Reduktion in Richtung eines 450 ppm-Pfades überhaupt noch rechtzeitig einleiten zu können (IPCC 2007). Maßgebliche Weichenstellungen für den globalen Klimaschutz sind daher bereits in den nächsten zehn Jahren notwendig, was primär nur mit heute schon bekannten und im wesentlichen einsatzfähigen Technologien gelingen kann.

Hierzu gehören neben der gesamten Palette der Technologien zur Erhöhung der Energieeffizienz vor allem auch die erneuerbaren Energien. Die Europäische Union hat diesbezüglich bereits rechtskräftig entschieden, dass die Mitgliedstaaten in 2020 20 Prozent der Endenergie aus erneuerbaren Energien bereitzustellen haben und danach – so die Erwartungshaltung – wird es akzelerierend weitergehen mit dieser Maßgabe. Übersetzt auf Deutschland bedeutet dies die Verpflichtung, im Jahr 2020 18 Prozent der Endenergie und zu diesem Zweck Beispielrechnungen zu Folge mindestens 30 Prozent des Stromverbrauchs über erneuerbare Energien abzudecken. Dies erscheint keinesfalls überambitioniert, falls der Ausbau der erneuerbaren Energien ansatzweise weiterhin so dynamisch wie in den letzten 15 Jahren verläuft. Auch wenn zum Erreichen dieser Ziele ebenfalls noch ein erheblicher Aufwand für die Bereitstellung einer entsprechenden Infra-

struktur (Ausbau Stromnetze, Stromspeicher) nötig ist, so führt die beschriebene Dynamik dennoch zu dem Schluss, dass

- der Einsatz von CCS für Kraftwerke (unterstellt man eine spätere Verfügbarkeit der Technologie) zunehmend die ihm zugeschriebene potenzielle Rolle als Brückenfunktion für erneuerbare Energien verliert;
- CCS für Kraftwerke primär ergänzende Funktion haben könnte (zum Beispiel wenn der weitere Ausbau erneuerbarer Energien oder die Ausschöpfung der Energieeffizienzpotenziale stocken sollte) oder
- sich die Umsetzung der CCS-Technologie zunehmend auf andere große Punktquellen aus dem industriellen Bereich kaprizieren wird, wo die Einsatzmöglichkeiten von erneuerbaren Energien, aber auch anderer Klimaschutzmaßnahmen, begrenzt sind.

2. Zur Verfügung stehendes Potenzial für CCS

Die potenzielle Rolle von CCS hängt neben dem voraussichtlichen Einsatzzeitpunkt von CCS auch von der generellen Entwicklung im fossilen Kraftwerkssektor ab. Aufgrund des laufenden Kraftwerks-Erneuerungsprogramms kommt für einen großen Teil der fossilen Kraftwerks-Kapazität in Deutschland die CO₂-Abscheidung für die direkte Einbindung in die Planungsphase zu spät. Von besonderer Bedeutung für die Umsetzung der CCS-Technologie in Deutschland ist daher die Frage der Nachrüstung von Kraftwerken. Der Sinnhaftigkeit derartiger Maßnahmen sind ökonomische Grenzen gesetzt, insbesondere ist eine hinreichende Restbetriebszeit bzw. anders ausgedrückt ein hinreichendes Maximalalter der Anlagen notwendig. McKinsey geht beispielsweise in seinen Analysen von einem Lebensalter von 12 Jahren aus, ab dem sich die Nachrüstung eines Kraftwerks mit einer CO₂-Abscheidung nicht mehr rentiert (McKinsey 2008).

Für die jetzt gebauten Kraftwerke ist es daher entscheidend, dass sie später nachgerüstet werden können. Eine entsprechende Nachrüstfähigkeit („capture ready“) wurde durch die CCS-Richtlinie der Europäischen Union für neue Kraftwerke verbindlich vorgeschrieben – verlangt wird ein positives Prüfergebnis im Hinblick auf die Verfügbarkeit geeigneter Lagerstätten, die technische und wirtschaftliche Machbarkeit der Transportnetze sowie die Nachrüstbarkeit. Der Entwurf des deutschen CCS-Gesetzes (und in der Folge die Änderung der 13. BImSchV) sah jedoch nur die Freihaltung des benötigten Geländes als zwingend vor, während die Genehmigungserteilung auch dann als zulässig angesehen wurde, wenn geeignete CO₂-Lagerstätten oder der technisch und wirtschaftlich zumutbare Zugang zu CO₂-Pipelines nicht zur Verfügung stünden oder die Nachrüstung von Anlagen zur CO₂-Abscheidung technisch nicht möglich oder wirtschaftlich nicht zumutbar seien.

Im Rahmen der hier vorgelegten Szenarienanalyse wurde in einer aus heutiger Sicht optimistischen Fallbetrachtung eine Nachrüstung von Kraftwerken auch noch bis 20 Jahre nach ihrem Neubau vorgesehen sowie eine Verfügbarkeit von CCS ab dem Jahre 2020 angenommen. Im günstigsten zu erwartenden Fall (Szenario „Realistisch I“) können bis 2050 bei einer installierten CCS-Leistung von 24 GW

dann durchschnittlich 46 Mio. t CO₂ pro Jahr vermieden werden (Neubau von 75 Prozent der Dampf- und 40 Prozent der Heizkraftwerke mit CCS; Nachrüstung von 40 Prozent der Dampf- und von 20 Prozent der Heizkraftwerke), in der Summe 1,2 Mrd. t bis zum Jahr 2050. Das sind 18 Prozent der insgesamt im Stromsektor zwischen 2005 und 2050 zu vermeidenden CO₂-Emissionen und 8 Prozent auf die gesamte Energieversorgung bezogen. Dabei ist unterstellt worden, dass entsprechend der bestehenden politischen Rahmenbedingungen neben den oben beschriebenen Zielen des Ausbaus des Anteils erneuerbarer Energien auch die Verdopplung der Energieproduktivität bis 2020 im Vergleich zu 1990 und der auf 25 Prozent ansteigende Anteil der Kraft-Wärme-Koppelung restriktiv auf die Ausschöpfung des CCS-Potenzials einwirken. Damit zeigt die Analyse, dass

- selbst bei ambitionierten Klimaschutzzielen nur wenig Raum für einen substanziellen Einsatz der CCS-Technologie (in Kraftwerken) in Deutschland bleibt, wenn gleichzeitig an der Maßgabe des Ausbaus der KWK und einer Erhöhung der Energieproduktivität festgehalten wird;
- dieses Potenzial weiter erheblich reduziert würde, falls sich der Ersteinsatzzeitpunkt von CCS auf 2025 oder 2030 verschieben würde (und gleichzeitig ein sehr hoher Anteil von erneuerbaren Energien in 2050 angestrebt wird¹¹⁸);
- auch eine Verlängerung der Laufzeiten von Kernkraftwerken, wie sie derzeit diskutiert wird, das Umsetzungspotenzial von CCS (in Kraftwerken) in Deutschland deutlich verringern würde.

3. Entwicklung der relativen Kosten von Kraftwerken mit CCS und erneuerbaren Energien

Die ökonomische Beurteilung von Kraftwerken mit nachgeschaltetem CCS hängt nicht nur von der Frage ab, wann die Zusatzkosten für die CO₂-Abscheidung geringer als die Kosten für den Erwerb von CO₂-Zertifikaten sind. Es geht viel mehr um die Bestimmung einer relativen Wirtschaftlichkeit. Diesbezüglich muss die zeitliche Entwicklung konkurrierender Klimaschutzoptionen wie die erneuerbaren Energien mitbetrachtet werden. Die Analyse der vorliegenden Studie bestätigt im Prinzip die Ergebnisse der ersten RECCS-Studie. Zwar liegen sowohl das Kostenniveau der fossilen Kraftwerke als auch das der erneuerbaren Energien höher als in der Vorläufer-Studie, doch der jeweilige „break even“ Punkt, an dem die Stromgestehungskosten erneuerbarer Energien günstiger als die der CCS-Kraftwerke sind, liegt weiterhin im Zeitraum zwischen 2020 und 2030. Bleibt die Ausbaudynamik von erneuerbaren Energien im Stromsektor hoch, können einzelne erneuerbare Energietechnologien (offshore und onshore Windkraft, solarthermische Kraftwerke) möglicherweise bereits in 2020 mit CCS-Kraftwerken konkurrieren. Teilweise ist auch bereits der hier ange-

nommene Durchschnittsmix aus erneuerbaren Energien konkurrenzfähig:

- Wenn die Preise fossiler Brennstoffe *deutlich* ansteigen und die Kosten der CO₂-Zertifikate auf einem niedrigen Niveau verbleiben, dann liegen die Gestehungskosten von CCS-basierten Erdgas- und Steinkohle-Kraftwerken ab 2020 höher als diejenigen bei erneuerbaren Energien. Braunkohle CCS-Kraftwerke folgen ab 2025 (offshore-Wind/Solarthermie) bzw. 2030 (EE-Mix);
- auch im Falle *sehr niedriger* Energiepreisssteigerungen (aber hoher CO₂-Preisaufschläge) sind die Zusatzkosten durch CCS so hoch, dass die erneuerbaren Energien zum gleichen Zeitpunkt wie im Hochpreisszenario konkurrenzfähig sind. Bei Braunkohle wirkt sich hier insbesondere der hohe CO₂-Zuschlag aus, der nicht vollständig durch die CO₂-Abscheidung kompensiert werden kann;
- bei späterer Verfügbarkeit von CCS werden die bisher für das Jahr 2020 angenommenen Kostensprünge bei der Einführung von CCS auf spätere Jahre (2025 oder 2030) verschoben. Dies würde bedeuten, dass die erneuerbaren Energien je nach Annahmen bereits ab der Einführung von CCS durchgehend günstiger produzieren könnten, sowohl im Niedrig- als auch im Hochpreisszenario;
- neben den angenommenen Energiepreisssteigerungen trägt zu der Kostensituation der CCS-Kraftwerke auch bei, dass ihre Volllaststunden aufgrund der angenommenen Prämisse steigender Erzeugung erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2050 nahezu halbiert werden.

4. Ganzheitliche Bewertung der Umwelteinwirkungen

Im Allgemeinen werden in der Diskussion um CCS als Klimaschutzoption nur die direkt am Kraftwerk emittierten CO₂-Emissionen betrachtet. Geht man von einer potenziellen Abscheidung um 90 Prozent aus, lässt dies eine hohe Klimawirkung erwarten. Wie auch schon in der ersten RECCS-Studie gezeigt, ist jedoch auch bezüglich der Umwelteinwirkungen ein ganzheitlicher Ansatz notwendig, in dem folgende Aspekte ergänzend beachtet werden sollten:

- Die CO₂-Abscheidung bedingt einen erheblichen Mehrverbrauch endlicher Ressourcen mit allen damit verbundenen Folgen;
- durch den Mehrverbrauch an Primärenergie steigen die CO₂-Emissionen im Kraftwerksprozess zunächst an, so dass die tatsächlich vermiedene Menge an CO₂ um einiges niedriger als die abgeschiedene Menge an CO₂ ist (ausgedrückt in der von Koornneef et al. (2008b) eingeführten *Vermeidungs-Effizienz*);
- bei der Bestimmung der *THG-Vermeidungs-Effizienz* muss zusätzlich zum Kraftwerksprozess die gesamte CCS-Kette inklusive der Vorketten der einzelnen Energie- und Stoffflüsse betrachtet werden;
- die politischen Ziele fokussieren auf eine Reduktion der Emissionen *aller Treibhausgase*. Durch den

¹¹⁸ Laut Aussage von Bundesumweltminister Dr. Röttgen hat die neue Bundesregierung „den Anspruch formuliert, die Energieerzeugung bis 2050 nahezu vollständig auf erneuerbare Quellen umzustellen“ (BMU 2009b).

Mehrverbrauch an Primärenergie und durch andere Prozesse in der Prozesskette steigen insbesondere die Nicht-CO₂-Emissionen an, die durch den Abscheidungsprozess nicht erfasst werden können. In der vorgelegten Studie wird gezeigt, dass die Treibhausgas-Emissionen von im Jahr 2020 in Betrieb gehenden CCS-Kraftwerken – je nach Technologie – insgesamt nur um 68 bis 87 Prozent (nur in Ausnahmefällen spezifischer Technologie- und Brennstoffkombinationen bis 95 Prozent ¹¹⁹) reduziert werden können;

- eine Vielzahl weiterer Umweltwirkungen steigt zum Teil erheblich an (und werden nur bei der reinen Sauerstoff-Verbrennung ebenfalls erheblich reduziert) – auch das ist durch den Mehrverbrauch an Energie bedingt.

Wie diese Analyse zeigt, ist die CCS-Technologie aus einer ganzheitlichen Umweltsicht heraus per se weder vorteilhaft noch nachhaltig. Es bleibt der Politik vorbehalten, abzuwägen, ob eine Reduktion von CO₂-Emissionen mit den geschilderten Folgen vereinbar ist oder ob anderen Energietechnologien, die diese Nachteile nicht haben, der Vorzug gegeben werden soll. Neben erneuerbaren Energien sind dies auch bereits existierende fossile Technologien wie KWK-Anlagen auf Erdgasbasis, die bereits jetzt Emissionswerte erreichen, wie sie mit CCS-Technologien zukünftig erreicht werden sollen.

5. Lagerstätten-Kapazität und gesellschaftliche Akzeptanz

Wie die Akteursuntersuchung gezeigt hat, bestimmt insbesondere die Verfügbarkeit langzeitstabiler Lagerstätten die Frage der gesellschaftlichen Akzeptanz der CCS-Technologie. Dies gilt insbesondere für die NGOs, die Kirchen und die Landesregierungen der von der potenziellen Einlagerung betroffenen Regionen. Während hinsichtlich des Transports insbesondere die Diskussion um die geplante Pipeline vom RWE von Hürth nach Nordfriesland im Mittelpunkt stand, waren es in Brandenburg, aber besonders in Schleswig-Holstein, die ersten Explorationsuntersuchungen von Energieversorgern. Das Akteursspektrum hat sich damit im Vergleich zur ersten RECCS-Studie insbesondere um politische und gesellschaftliche Akteure aus den Einlagerungsregionen erweitert. Akzeptanzfragen spielen eine bedeutendere Rolle als vor drei Jahren. Sollte die CCS-Technologie technisch umsetzbar, kommerziell verfügbar und sich ungeachtet der vorgelegten Kostenszenarien als perspektivisch konkurrenzfähig erweisen, dürfte die Frage nach geeigneten Lagerstätten und der gesellschaftlichen Akzeptanz über ihren großflächigen Einsatz entscheiden.

Auch auf wissenschaftlicher Ebene ist die Frage, wie groß letztendlich das Potenzial an Lagerstätten ist, das für CO₂-Emissionen aus Deutschland zur Verfügung steht, weiter offen. Zielsetzung der Analyse war es damit, sowohl für Deutschland als auch für benachbarte Länder,

die möglicherweise CO₂-Emissionen aus Deutschland lagern könnten,

- bereits vorliegende Kapazitätsabschätzungen für Lagerstätten hinsichtlich ihres Vorgehens und ihrer Annahmen systematisch zu analysieren und miteinander zu vergleichen und
- eine konservative Abschätzung im Sinne einer unteren Grenze vorzulegen, an der sich potenzielle Investoren und politische Entscheidungsträger orientieren könnten.

Die wesentlichen Ergebnisse der Analyse sind, dass

- Angaben über Ablagerungspotenziale grundsätzlich mit hohen Unsicherheiten verbunden sind (dies gilt explizit auch für die hier vorgelegte konservative Rechnung);
- sich zudem die konkreten Rahmenannahmen aus den existierenden Studien nicht immer hinreichend ableiten lassen, was eine Vergleichbarkeitsanalyse erschwert;
- das Ablagerungspotenzial innerhalb von Deutschland nach den bestehenden Studien auf bis zu 44 Mrd. t beziffert wird;
- die verfügbare Lagerkapazität einer vorsichtigen, konservativen Abschätzung folgend als deutlicher begrenzt angenommen werden muss (abgeschätzt wurden 5 Mrd. t CO₂ unter Zugrundelegung geschlossener Systeme und einem daraus folgendem Effizienzfaktor von 0,1 Prozent für saline Aquifere);
- bei größerem Bedarf an Lagerfläche auf die britische und norwegische Nordsee ausgewichen werden muss, in der voraussichtlich genügend Potenzial zur Verfügung steht;
- jedoch auch bei der konservativen Abschätzung die Emissionen aus dem hier als „realistisch“ eingeschätzten Szenario, die sich für den Kraftwerkssektor auf 1,2 Mrd. t CO₂ bis 2050 summieren, untergebracht werden könnten, zuzüglich weiterer Emissionen aus der Industrie;
- EOR (Enhanced Oil Recovery) als Einstiegsszenario für CCS in Europa dienen könnte, falls bis 2020 genügend CO₂ zur Verfügung gestellt werden würde, dies jedoch als eigenständige Klimaschutzoption nicht sinnvoll wäre;
- Richtlinien für eine standardisierte und dokumentierte Abschätzung von Ablagerungspotenzialen erforderlich sind, da sich eine große Abweichung im Vorgehen der einzelnen Studien, in der Annahme von zentralen Parametern und insbesondere in der Dokumentation dieser Annahmen gezeigt hat.

Mit dem bei der BGR in Arbeit befindlichen „Speicher-kataster“ wird eine deutliche Verbesserung der Datenlage erwartet, da alle verfügbaren geologischen Untersuchungen auf Länderebene zusammengestellt werden. Allerdings bleibt noch ein erheblicher Unsicherheitsbereich bestehen, solange potenzielle Lagerstätten für CO₂ nicht einzeln untersucht werden.

¹¹⁹ 95 Prozent Netto-Minderung von Treibhausgasen könnten bei Braunkohle-Dampfkraftwerken mit Oxyfuel-Technik erreicht werden, falls eine CO₂-Abscheidung von 99,5 Prozent möglich ist.

Unabhängig von der Kapazität, die sich schließlich realisieren lässt, bleibt dagegen die Frage offen, ob dieses Potenzial überhaupt schnell genug genutzt werden könnte. Bisher nicht untersucht wurde die Frage, ob das CO₂ in ausreichender Geschwindigkeit und Masse, wie es bei einem konstanten Strom aus Großkraftwerken zu erwarten sein wird, in eine Lagerstätte injiziert werden könnte. (Gerling 2010) beziffert die maximale Menge an CO₂, die pro Jahr ausgehend von den Annahmen der BGR zu den Lagerstätten in Deutschland injiziert werden kann, auf 50–75 Mio. t CO₂. Dies würde für das Szenario „*Realistisch I*“ ausreichen, für darüber hinaus gehende Abscheidemengen dagegen nicht. Es wird daher empfohlen, anhand verschiedener Kapazitätsszenarien für Lagerstätten (RECCS plus, GeoCapacity, BGR) gekoppelt mit Emissions-Szenarien (zum Beispiel aus Kapitel 10) Analysen zur benötigten Infrastruktur und der Menge an dabei zu transportierendem und zu injizierenden CO₂ zu erstellen. Hier sollte zusätzlich auch die verfügbare Produktionskapazität für Anlagen zur CO₂-Abscheidung, zum Transport und zur Injektion auf der Zeitachse einbezogen werden, wie es ansatzweise für Nordrhein-Westfalen in vorliegenden Analysen bereits dargestellt wurde (WI 2009). Eine solche Studie könnte szenarienmäßig aufzeigen, welches CCS-Potenzial in Deutschland realistisch zu „handeln“ wäre.

6. CCS-Gesetzgebung

Ein wesentlicher Bestimmungsfaktor für die Einführung von CCS ist auch eine entsprechende Gesetzgebung, da sie mit der Umsetzungsgeschwindigkeit bestimmt. Als Grundlage für alle Aktivitäten der CCS-Kette wird die europäische „CCS-Richtlinie“ angesehen. Mit der im Juni 2009 von der Europäischen Union verabschiedeten und durch die Mitgliedstaaten innerhalb von zwei Jahren umzusetzenden Richtlinie und den weiteren modifizierten Rechtsakten ist ein in allen Mitgliedstaaten der EU geltendes umfassendes Regelwerk für die Nutzung der CCS-Technik geschaffen worden, das geeignet ist, um die damit verfolgten Ziele zu erreichen. Durch die Integration der gesamten CCS-Verfahrenskette in das europäische Emissionshandelssystem wird zudem ein Instrument für CCS aktiviert, mit dem Anreize für Investitionsträger sowohl in sicherheitstechnischer Sicht als auch in betriebswirtschaftlicher Sicht gesetzt werden. Keine konkreten Vorgaben macht die Richtlinie zu der Frage, wie bei konkurrierenden Vorhaben zu entscheiden ist, die die gleiche geologische Formation zur Verwirklichung benötigen (zum Beispiel Geothermie oder Gasspeicherung gegenüber CO₂-Einlagerung). Es wird nicht vorgeschrieben, welchem Vorhaben die betreffende Behörde den Nutzungsvorrang einzuräumen hat.

Hinsichtlich des geltenden nationalen Rechts und der geplanten Umsetzung der EU-Richtlinie kann festgehalten werden, dass

- das geltende Recht für die Erfassung der gesamten CCS-Verfahrenskette, insbesondere in Bezug auf die Ablagerung, nicht geeignet ist;
- eine zeitnahe Schaffung eines geeigneten Rechtsrahmens für CCS unabdingbar für Rechts- und Investitionssicherheit ist;

- angesichts der Wissensdefizite ein CCS-Gesetz vorläufig nur FuE- und Demonstrationsvorhaben mit anschließendem Review ermöglichen sollte;
- Regelungen zur Erfassung, Bewertung und Auflösung von Nutzungskonflikten als Folge einer großtechnischen Nutzung des CCS-Verfahrens vorzusehen sind.

11.3 CCS im internationalen Fokus

Angeichts der dargestellten Einschränkungen wird die Fokussierung auf CCS als Option im Kraftwerksbereich bei Beibehaltung der derzeitigen energiepolitischen Prioritäten (Ausbau erneuerbarer Energien und der KWK, Ausschöpfung der Effizienzpotenziale, ggf. Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke) zunehmend fraglich. Die meisten Ergebnisse der vorgelegten Studie beziehen sich zwar auf Deutschland, dürften jedoch auch im *restlichen Europa* angesichts der politischen Vorgaben der EU zum Aufbau erneuerbarer Energien und zur Steigerung der Energieeffizienz ähnliche Schlüssen rechtfertigen.

Mit Blick auf die *globale Ebene* bleibt CCS dessen ungeachtet eine wichtige Klimaschutz-Technologie – zunehmend rücken die Kohle verbrauchenden Staaten China und Indien in den Mittelpunkt der Diskussion, die möglicherweise nicht die Option eines schnellen Ausbaus von erneuerbaren Energien haben. Forschung, Entwicklung und Demonstration im Kraftwerkssektor bleibt daher weiterhin ein wichtiges Thema, solange es nicht zu Lasten von Mitteln für die und die Lerneffekte von erneuerbaren Energien geht. Aber auch hier drängen sich die oben gestellten Fragen mehr und mehr auf und lenken den Blick auf die Zeitachse: Welche Potenziale bietet die fossile Kraftwerksstruktur mittel- und langfristig? Welche Kraftwerke werden nachrüstbar oder als CCS-Kraftwerke neu zu bauen sein, wenn die CCS-Kette möglicherweise erst ab dem Jahre 2030 einsetzbar sein wird? Diesen Fragen wird in dem Folgeprojekt „CCS global“ nachgegangen, das Ende 2009 zusammen mit der Deutschen Gesellschaft für technische Zusammenarbeit (GTZ) gestartet wurde.

11.4 CCS in der Industrie und bei der Biomasse-Nutzung

In Deutschland geht die Diskussion inzwischen zunehmend in Richtung alternativer Anwendungen von CCS. Während Politik, Energieversorger und Lobbyverbände weitgehend noch auf CCS im Kraftwerkssektor fokussiert sind, weisen Forschungsinstitute, Beratungsgremien und NGOs mehr und mehr darauf hin, dass eine CO₂-Abscheidung an industriellen Punktquellen und für Biomasse-Kraftwerke ungleich wichtiger wäre (siehe die Akteursanalyse in Kapitel 5). Diese Einsatzmöglichkeiten wurden in der vorgelegten Studie nur gestreift (Kapitel 2.2), sollen hier aber dennoch kurz betrachtet werden.

1. CO₂-Abscheidung an industriellen Punktquellen

Während im Rahmen nationaler Klimaszenarien meist nur die energiebedingten THG-Emissionen bei einer Zielmarke von minus 80 Prozent betrachtet wurden, wird

angesichts inzwischen höherer Reduktionserfordernisse (90–95 Prozent bis zum Jahr 2050) auch die Industrie ihre Emissionen erheblich reduzieren müssen.

Als industrielle Punktquellen mit einem Potenzial für CCS werden allgemein Stahlwerke, die Glasindustrie, Zementindustrie, Bereiche aus der chemischen Industrie sowie Mineralöl- und Gasraffinerien angesehen. Bei vielen Prozessen wird CO₂ sehr konzentriert emittiert (3–25 Prozent) und könnte damit sogar leichter abgetrennt werden als aus den Abgasen von Kraftwerken (3–5 Prozent). Im Gegensatz zu CCS im Kraftwerkssektor stehen im industriellen Kontext zudem kaum alternative Maßnahmen zur Verfügung, die zu einer weitgehenden Reduktion des CO₂-Ausstoßes führen können. Dort kann nur auf Strom und Wärme aus erneuerbaren Energien zurück gegriffen werden, wo sie in direkter Form eingesetzt werden (beispielsweise im Elektrostahlwerk). Dagegen fällt ein maßgeblicher Anteil der Emissionen prozessimmanent an und kann durch zum Beispiel erneuerbare Energien nicht vermieden werden. Zu den Einsatzmöglichkeiten von CCS in der Industrie besteht noch ein erheblicher Forschungsbedarf in allen Industriesparten.

Eine Abschätzung des CCS-Potenzials für industrielle Punktquellen in Deutschland existiert bisher nicht, daher wird folgendes Forschungsprogramm vorgeschlagen:

- Für alle Prozessschritte, in denen CO₂ entsteht, die aber nicht direkt durch erneuerbare Energien ersetzt werden können, muss untersucht werden, welche alternativen Verfahren bereits angewandt werden oder in welcher Zeitspanne und zu welchen Kosten und mit welchem Minderungsgrad entwickelt werden können.
- Von den danach verbleibenden Prozessen müssen als nächstes diejenigen Prozesse identifiziert werden, in denen CO₂ derart konzentriert vorliegt, dass es überhaupt abgetrennt werden kann und dann ökonomische Abschätzungen angeschlossen werden.
- Bezüglich der alternativen Möglichkeiten ist auch zu analysieren, in wie weit sich Produktalternativen entwickeln und anwenden lassen, die per se zu einem verringerten Anfall von CO₂-Emissionen führen (zum Beispiel durch bessere Technologie, höhere Effizienz, andere Rohstoffe usw.).

2. CO₂-Abscheidung an Biomasse-Kraftwerken

Eine Anwendung von CCS für Biomasse-Anlagen (Strom- und Wärmeerzeugung, Treibstoffe) erscheint aus dem Grund interessant, da hiermit „negative“ CO₂-Emissionen erzielt werden können. Indem das CO₂, das die Pflanzen während ihres Wachstums aufnehmen, bei der Nutzung abgetrennt würde, könnte CO₂ nicht nur vermieden, sondern dauerhaft der Atmosphäre entzogen werden. Dies könnte relevant werden, wenn in anderen Bereichen nicht die gesetzten Reduktionsziele erreicht werden würden. So berechnet das Bellona-Szenario für „carbon negative energy“ einen Anteil von 18 Prozent an den gesamten Reduktionsleistungen im Jahr 2050 (Bellona 2008); in aktuellen Szenarien mit dem Ziel einer Stabilisierung der THG-Emissionen auf 400 ppm CO₂-Äquivalente spielt „die Verwendung von Biomasse in Kombination mit CCS

eine entscheidende Rolle“, wobei das Biomasse-Potenzial die Kosten dieser Klimaschutzoption bestimmt (Edenhofer et al. 2010). Während auch (Vuuren et al. 2007) oder (Schellnhuber 2009) auf entsprechende Szenarien hinweisen, besteht Forschungsbedarf über das konkrete CCS-Potenzial, das in Deutschland umgesetzt werden könnte. Dabei ist zu berücksichtigen, dass

- Biomasse-Anlagen zur Stromerzeugung derzeit eine maximale Leistung von 30 MW_e haben und der Nutzungsgrad nur bei etwa 20 Prozent liegt, so dass erhebliches Entwicklungspotenzial besteht, um diese mit einer primär großtechnisch anwendbaren Option wie der CO₂-Abscheidung zu verknüpfen;
- auch hier wiederum nicht nur die vermiedenen Emissionen an CO₂, sondern die in der gesamten Anbau- und Nutzungskette entstehenden Umweltwirkungen berücksichtigt werden müssen (so entsteht zum Beispiel insbesondere das wesentlich stärker wirksame Treibhausgas N₂O);
- die Biomasse-Nutzung zu energetischen Zwecken mit einer Vielzahl anderer Probleme verknüpft ist wie Entwaldung, Monokulturen, Wechselwirkungen mit dem Ernährungssektor, Wassermangel oder auf lange Sicht Nährstoffmangel der Böden.

Ein möglicher Einsatz von CCS sollte auch aufgrund der begrenzten Verfügbarkeit von geeigneten CO₂-Lagern vorrangig im Industriesektor und für Biomasse-Anlagen erfolgen. Bisher gibt es keine verlässlichen, eindeutigen Zahlen, welche Kapazitäten in geeigneten geologischen Formationen tatsächlich genutzt werden können. Sollten sich konservative Schätzungen als realistisch herausstellen, sollte dieser Platz zunächst diesen Anwendungen vorbehalten werden. Für Biomasse würden diese Einlagerungspotenziale allerdings erst in etwa 40 Jahren gebraucht werden – eine Strategie der Verwendung, die sie ohne Rücksicht auf die kommende Nutzungsnotwendigkeiten den heutigen Bedürfnissen nach der Maxime der Kosteneffizienz zuweist, also nach dem Motto „wer zuerst kommt, erhält kostenlos die günstigsten Einlagerungskomplexe“, ist aus einer Perspektive der Generationengerechtigkeit abzulehnen. Einlagerungskomplexe sind als knappes Gut zu konstituieren, es gibt keinen Anlass, ihre Knappheit anders zu konstituieren als die der Erdatmosphäre für THG-Emissionen.

Die CO₂-Abtrennung in der Industrie und für Biomasse-Anlagen hätte auch den Vorteil, dass diese in der Regel weniger emittieren als große Kraftwerke, so dass das Verbringen in kleineren Lagerstätten möglich wäre. Dagegen entstehen bei Kraftwerken zwischen 100 und 400 Megatonnen in ihrer Lebensdauer, die selten in einer einzigen Lagerstätte unterzubringen sind.

Ausgehend von den Ergebnissen dieser Studie wird daher empfohlen, sich anstatt auf Kraftwerke primär zunächst auf die beiden Optionen Industrie und Biomasse zu konzentrieren und ihr mögliches CCS-Potenzial für Deutschland zu untersuchen.

Literatur

- Anderson, J.; de Coninck, H.; Curnow, P.; Flach, T.; Reiner, D.; Richardson, P.; Shackley, S.; Upham, P.; Sigurthorsson, G. (2007): The ACCSEPT project: Summary of the Main Findings and Key Recommendations. Det Norske Veritas. Abgerufen von www.accsept.org. Letzter Zugriff 10.01.2010.
- Anderson, J. L.; Dixon, J.K.; Muldoon, M.; Brennecke, J.F.; Maginn, E.J. (2007): Ionic Liquids as CO₂ Capture Media, Präsentation vom 11. Juli 2007 auf der Chemrawn XVII. http://www.chem.queensu.ca/Conferences/CHEMRAWN/Anderson_54.ppt. Letzter Zugriff 30.09.2009.
- Andrus (2009): Chemical Looping Combustion Coal Power Technology Development Prototype. Präsentation auf der „CO₂ Capture Technology Conference“ am 24.03.2009, Pittsburgh.
- Asmus, S. (2008): CO₂-Verbringung in tiefe geologische Formationen. Presentation. Braunkohlentag 2008. <http://www.braunkohle.de/pages/veranstaltungen.php?page=734>. Letzter Zugriff 30.09.2009.
- Asmus, S.; Dose, T. (2008): Storing CO₂ deep underground. World of Mining - Surface and Underground, 60(5)294–303.
- Ausfelder, F.; Bazzanell, A. (2008): Verwertung und Speicherung von CO₂, Dechema Diskussionspapier, Oktober 2008.
- Australian Coal Association (2009): Coal 21 & Other Initiatives – Other Initiatives, http://www.australiancoal.com.au/coal21-and-other-initiatives_other-initiatives.aspx. Letzter Zugriff 04.09.2009.
- AWi (Alfred-Wegener-Institut für Polar- und Meeresforschung) (2009): Polarsternexpedition Lohafex gibt neue Einblicke in die Planktonökologie – wenig atmosphärisches Kohlendioxid im Südlichen Ozean gebunden. Pressemitteilung vom 23.03.2009.
- Baake, R.; Ziehm, C. (2009): CCS-Gesetzentwurf widerspricht Europarecht und effektivem Klimaschutz, Solarzeitalter 1/2009, S. 19-24.
- Bachu, S.; Bonijoly, D.; Bradshaw, J.; Burruss, R.; Christensen, N. P.; Holloway, S.; Mathiesen, O. M. (2007): Task Force for Review and Identification of Standards for CO₂-Storage Capacity Estimation. Phase II Final Report, Carbon Sequestration Leadership Forum.
- Balbinski, E.; Goodfield, M.; Goodyear, S.; Jayasekera, T.; Woods, C. (2003): Potential for Enhanced Oil Recovery from CO₂ Injection into UKCS Oil Fields. 24th IEA Symposium on Enhanced Oil Recovery.
- Barzantny, K.; Achner, S.; Vomberg, S.; Groscurth, H.-M.; Böhling, A.; Breuer, T. (2009): Energie. Klimaschutz: Plan B 2050. Energiekonzept für Deutschland (Langfassung). Hrsg. Greenpeace e.V. 2009. Hamburg.
- Bauer, Chr.; Heck, Th.; Dones, R.; Mayer-Spohn, O.; Blesl, M. (2008): Final report on technical data, costs, and life cycle inventories of advanced fossil power generation systems. Deliverable 7.2., NEEDS (New Energy Externalities Developments for Sustainability) <http://www.needs-project.org/>. Letzter Zugriff 06.11.2009.
- BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.) (2009): Stellungnahme: Zum Regierungsentwurf für ein Gesetz zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid (CO₂ATSG). 27.04.2009. Berlin.
- BDI (2009): Stellungnahme. Entwurf der Bundesregierung für ein Gesetz zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid. 19.5.2009.

- Beck, K. (2008): RWE startet CO₂-Konversions-Pilotanlage auf Basis einer von der Jacobs University optimierten Meeressalgentechnologie. Idw Informationsdienst Wissenschaft vom 06.11.2008 <http://idw-online.de/pages/de/news287240>. Letzter Zugriff 20.01.2010.
- Bellona (2005): CO₂ for EOR on the Norwegian shelf – A case study (Bellona Report). Oslo.
- Bellona (2008): How to combat global warming. An ambitious but necessary approach to reduce greenhouse gas emissions. http://www.bellona.org/reports/How_to_Combat_Global_Warming. Letzter Zugriff 13.01.2010.
- Bellona (2009): Amines used in CO₂ Capture – Health and Environment Impacts, Bellona Report September 2009. http://www.bellona.org/files/fil_Bellona_report_September_2009_-_Amines_used_in_CO2_capture.pdf. Letzter Zugriff 13.01.2010.
- Bensmann, M. (2008): Glibber aus Neptuns Garten. Neue energie 03/08, S. 69-72.
- Benthams, M. (2006): An assessment of carbon sequestration potential in the UK – Southern North Sea case study. Tyndall Centre Working Paper No. 85.
- Bielinski, A.; Kopp, A.; Schütt, H.; Class, H. (2008): Monitoring of CO₂ plumes during storage in geological formations using temperature signals: Numerical investigation. Int. J. of Greenhouse Gas Control, 2(3)319-328. doi:10.1016/j.ijggc.2008.02.008.
- Biello, D. (2008): Cement from CO₂: A concrete cure for global warming? <http://www.scientificamerican.com/article.cfm?id=cement-from-carbon-dioxide>. Letzter Zugriff 20.01.2010.
- Bjureby, E.; Rochon, E.; Gulowsen, T. (2009): Reality check on carbon storage – Recent developments in the Sleipner project and Utsira formation. Amsterdam: Greenpeace International.
- BMBF (2007): Die Hightech-Strategie für Deutschland – Erster Fortschrittsbericht, Bundesministerium für Bildung und Forschung, Berlin.
- BMBF (2008): Netzwerk Lebenszyklusdaten. Daten für die Innovationen von morgen. <http://www.netzwerk-lebenszyklusdaten.de/>.
- BMU (2007): Leitstudie 2007 – Ausbaustrategie erneuerbare Energien – Aktualisierung und Neubewertung bis zu den Jahren 2020 und 2030 mit Ausblick bis 2050. Untersuchung von J. Nitsch im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit in Zusammenarbeit mit DLR Stuttgart, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart. http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/38787.php. Letzter Zugriff 30.09.2009.
- BMU (2008a): Leitstudie 2008 – Weiterentwicklung der „Ausbaustrategie erneuerbare Energien“ vor dem Hintergrund der aktuellen Klimaschutzziele Deutschland und Europas. Untersuchung von J. Nitsch im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit in Zusammenarbeit mit DLR Stuttgart, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart. http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/42383.php. Letzter Zugriff 22.01.2010.
- BMU (2008b): Referentenentwurf des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit für ein Gesetz zur Regelung von Abscheidung, Transport und Ablagerung von Kohlendioxid, Bearbeitungsstand: 19.12.2008 (unveröffentlicht).
- BMU (2009a): Leitstudie 2009 – Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Untersuchung von J. Nitsch und B. Wenzel im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit in Zusammenarbeit mit DLR Stuttgart, Abt. Systemanalyse und Technikbewertung, Stuttgart und Ingenieurbüro für neue Energien (IfnE) Teltow. http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/45026.php. Letzter Zugriff 22.01.2010.
- BMU (2009b): „Mit BASTA-Politik wird es nicht gehen“. Interview mit Umweltminister Röttgen in der taz vom 10.12.2009. http://www.bmu.de/presse/artikel_und_interviews/doc/36313.php. Letzter Zugriff 09.01.2010.
- BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie) (2008a): Der Stellenwert der CCS-Technologien (CO₂-Abscheidung und Einlagerung) in der deutschen Energie- und Klimapolitik. Vortrag von Peer Hoth auf dem Workshop „Der energie- und klimapolitische Hintergrund und die technischen Grundlagen der CO₂-Abscheidung und -Einlagerung“ am 28.01.2008 an der Uni Jena (Energierrechtsinstitut). www.rewi.uni-jena.de/data/rewi_Energierrechtsinstitut/Hoth-ueberarbeitet.pdf. Letzter Zugriff 05.10.2009.

- BMWi (2008b): Energiedaten. Stand 10.07.2008.
- BMWi (2009a): Bundeskabinett beschließt Gesetzentwurf zur Kohlendioxidabscheidung und -speicherung. Pressemitteilung, 1.4.2009, Berlin.
- BMWi (2009b): Zahlen und Fakten. Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung, Berlin.
- BMWi (2009c): Antwort auf die kleine Anfrage der Bundestagsfraktion der Grünen betreffend CO₂ Abscheidung und Lagerung. BT-Drucksache 16/12540, Berlin.
- BMWi; BMU (2009): Gemeinsamer Referentenentwurf eines Gesetzes zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid von BMWi und BMU, Stand: 23.02.2009.
- BMWi; BMU; BMBF (2007): Entwicklungsstand und Perspektiven von CCS-Technologien in Deutschland, Gemeinsamer Bericht des BMWi, BMU und BMBF für die Bundesregierung, 19. September 2007.
- Bradshaw, J.; Bachu, S.; Bonijoly, D.; Burruss, R.; Christensen, N. P.; Mathiassen, O. M. (2005): Task Force for Review and Identification of Standards for CO₂ Storage Capacity Measurement. Phase I Final report, Carbon Sequestration Leadership Forum.
- Brandt, A. (2009): Besteht eine Pflicht zur Anwendung der Abfallrahmenrichtlinie vor Ablauf der Umsetzungsfrist? AbfallR 4/2009, S. 167 ff.
- BSOZD (Bund Soziales Zentrum Deutschland e. V.) (2008): Klimaschutz und Kraftwerkstechnik: TÜV NORD CERT bescheinigt E.ON-Kraftwerken Carbon Capture Readiness. News vom 18.09.2008, <http://www.bsozd.com/?p=916>. Letzter Zugriff 07.10.2009.
- Bündnis 90/Die Grünen (2009a): Der grüne neue Gesellschaftsvertrag. Klima – Arbeit – Gerechtigkeit – Freiheit. Berlin.
- Bündnis 90/Die Grünen (2009b): Klare Regeln für CCS-Technik – Vorrang für erneuerbare Energien. Positionspapier zur CCS (Carbon Capture and Storage) Technologie. Fraktionsbeschluss vom 3. März 2009. Berlin.
- Bundesrat (2009): Stellungnahme des Bundesrates. Entwurf eines Gesetzes zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid. Drucksache 282/09, 15.5.2009, Berlin.
- Bundesregierung (2007): Eckpunkte für ein integriertes Energie- und Klimaprogramm, Berlin.
- Bundestag (2009): Entwurf – Gesetz zur Regelung, Abscheidung und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid in der vom Bundeskabinett am 1. April 2009 verabschiedeten Fassung, Berlin.
- Bundestag (2009): Deutscher Bundestag. Stenografischer Bericht 219. Sitzung. Plenarprotokoll 16/219, 6.5.2009, Berlin.
- Bundesverband Geothermie (2009): CCS-Gesetz: Vorrang von CCS vor Erneuerbaren Energien muss verhindert werden! Stellungnahme des Bundesverbandes Geothermie e. V. zum Entwurf eines Gesetzes zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid (CCS) vom 23.02.2009. <http://www.geothermie.de/fileadmin/useruploads/wissenswelt/gesetze/ccs-gesetz.pdf>. Letzter Zugriff 22.01.2010.
- Burks, S. K.; James, R. A.; Moeller, E. V. (2009): Department of Energy Announces \$ 1.4 Billion in Recovery Act Funding for Industrial Carbon Capture and Storage. Client Alert vom 12. Juni 2009, Palo Alto/Washington D.C./San Francisco.
- Bushby, Y. E.; Gilfillan, S. M.; Haszeldine, R. S. (2008): Carbon Capture and Storage in the UK. In Energy and the Natural Heritage, Scottish Natural Heritage. Edinburgh: TSO (The Stationery Office). Abgerufen von <http://www.tsoshop.co.uk/bookstore.asp?FO=1159966&Action=Book&ProductID=9780114973414&From=SearchResults>.
- CDU/CSU (2009a): Energiepolitik. Für eine saubere, sichere und bezahlbare Energieversorgung.
- CDU/CSU (2009b): Wir haben die Kraft – Gemeinsam für unser Deutschland. Regierungsprogramm 2009-2013, Berlin.
- CDU/CSU; FDP (2009): Wachstum. Bildung. Zusammenhalt. Der Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und FDP. 17. Legislaturperiode. Berlin.

- CDU Schleswig-Holstein; FDP Schleswig-Holstein (2009): Koalition des Aufbruchs. Koalitionsvertrag zwischen der Christlich Demokratischen Union (CDU) und der Freien Demokratischen Partei (FDP) für die 17. Legislaturperiode des Schleswig-Holsteinischen Landtags. Kiel.
- Chadwick, R. A.; Noy, D. J.; Holloway, S. (2009): Flow processes and pressure evolution in aquifers during the injection of supercritical CO₂ as a greenhouse gas mitigation measure. *Petroleum Geoscience*, 15(1)59-73. doi: 10.1144/1354-079309-793.
- China Daily (2009): China launches first coal-to-liquids-project, 1. Juni 2009, http://www.chinadaily.com.cn/bizchina/2009-01/06/content_7371483.htm. Letzter Zugriff 04.09.2009.
- Christensen, N. P. (2007): Geological Storage of CO₂ from Power Generation (Risø-R Nr. 1608). Roskilde: GEUS.
- Christensen, N. P. (2009): The EU GeoCapacity Project – Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide. Presentation at the ZEP Government Group Meeting Brussels 12 March 2009. <http://www.geology.cz/geocapacity/publications>. Letzter Zugriff 02.10.2009.
- Christensen, N. P.; Holloway, S. (2004): GESTCO - Geological Storage of CO₂ from Combustion of Fossil Fuel (Summary Report). Brüssel: Europäische Kommission.
- Coninck, H. de (2008): Trojan horse or horn of plenty? Reflections on allowing CCS in the CDM. *Energy Policy* 36(3)929-936. doi:10.1016/j.enpol.2007.11.013.
- CO₂CRC (Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies) (2009): CCS Activity in Australia 2009. Canberra/Bentley. https://extra.CO2crc.com.au/modules/pts2/download.php?file_id=2059&rec_id=1120. Letzter Zugriff 05.10.2009.
- Crotogino, F., Donadei, S., Dietrich, L. (2009): Nutzungskonkurrenz bei Speichern im geologischen Untergrund, *Solarzeitalter* 4/2009, S. 22-30.
- CRUST Legal Task Force (2001): Legal aspects of underground CO₂ buffer storage, a legal analysis of legislation and regulations relating to the CRUST project, 2001, nicht mehr abrufbar.
- CSLF (2009): Carbon Sequestration Leadership Forum. Projects. www.cslforum.org/projects/. Letzter Zugriff 30.09.2009.
- DECHEMA (2009): Produktion von Sauerstoff und Stickstoff: Weitere Fortschritte bei Luftzerlegungstechnologien. Trendbericht Nr. 10: Industriegase, Presseinformation für „ACHEMA 2009 – 29. Internationaler Ausstellungskongress für Chemische Technik, Umweltschutz und Biotechnologie“ vom 11.-15. Mai 2009, Frankfurt am Main.
- Department of Primary Industries (2009): Discussion Paper April 2009, Greenhouse Gas Geological Sequestration Regulations, State Government Victoria.
- Der Inselbote (2009): Kommunen sagen Nein zu CO₂-Endlager, 17.7.2009.
- Deutsche Umwelthilfe (2009): Stellungnahme der Deutschen Umwelthilfe e. V. zum CCS Gesetzentwurf der Bundesregierung vom 1. April 2009, Deutschland soll Kohleland bleiben – ohne Rücksicht auf Verluste. http://www.duh.de/uploads/media/DUH_zu_CCS_Gesetzentwurf_STN_010409.pdf. Letzter Zugriff 22.01.2010.
- DGB (2009): Stellungnahme des Deutschen Gewerkschaftsbundes vom 3.3.2009 zum Entwurf eines Gesetzes zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid (CCS), Referentenentwurf von BMWi und BMU vom 23.02.2009. Berlin.
- Die Linke (2009a): Konsequent sozial. Für Demokratie und Frieden. Bundestagswahlprogramm 2009. Berlin.
- Die Linke (2009b): Technologieversprechen CCS verlängert Kohleära und bremst Energiewende. <http://www.bulling-schroeter.de/nc/presse/detail/artikel/technologieversprechen-ccs-verlaengert-kohleera-und-bremst-energiewende/> Letzter Zugriff 2.12.2009.
- Die Linke Brandenburg (2009): Wahlprogramm 2009, Potsdam.
- Dietrich, L. (2006): CO₂-Abscheidung und Ablagerung: eine auch energierechtliche Frage? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 56(4)92-93.

- Dietrich, L. (2007): CO₂-Abscheidung und Ablagerung (CAA) im deutschen und europäischen Energieumweltrecht. Forum Energierecht, Band 12. Zugl.: Osnabrück, Univ., Diss., 2006/2007. Baden-Baden, Nomos-Verlag.
- Dietrich, L. (2008): Regulating Carbon Capture and Storage in the European Union – An Economic and Legal Analysis, Commentary, Carbon and Climate Law Review (CCLR) 2008, S. 191 ff.
- Dietrich, L. (2009): Entwurf zum CCS-Gesetz lässt noch Fragen offen und bedarf der Konkretisierung, Dow Jones Energy Weekly, Nr. 11 vom 13.03.2009, S. 8 f.
- Dietrich, L.; Bode, S. (2005): CO₂-Abscheidung und Ablagerung (CAA): ordnungsrechtliche Aspekte und Implikationen im Rahmen des EU-Emissionshandels, HWWA Discussion Paper 327. Hamburg.
- Dietrich, L.; Bode, S. (2008): Richtlinienentwurf der EU-Kommission zur CO₂-Speicherung – Quo vadis CCS?, ew – das magazin für die energie wirtschaft, Heft 19/2008, S. 54 ff.
- Dietrich, L.; Brück von Oertzen, M. (2008): Rechtliche Implikationen der Wiederverstromung von Windenergie in Druckluftspeicherkraftwerken, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 4/2008, S. 85 ff.
- Dietrich, L.; Schäperklaus, S. (2009): Der Raum wird knapp: über die Steuerbarkeit von Nutzungskonflikten unter Tage, Zeitschrift Erdöl Erdgas Kohle, 1/2009, S. 20 ff.
- DIW (2006): CO₂-Emissionen in Deutschland nach Branchen Stand 2005, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, DIW-Wochenbericht 12/2006.
- DOE (U.S. Department of Energy) (2008): DOE's Fossil Energy Budget – Fiscal Year 2008. Washington D.C.
- DOE (2009a): US-China Clean Energy Research Center Announced, Pressemitteilung vom 15. Juli 2009, <http://www.energy.gov/news2009/7640.htm>. Letzter Zugriff 04.09.2009.
- DOE (2009b): Department of Energy takes another step forwards on FutureGen Project in Mattoon, Illinois. Pressemitteilung vom 14.07.2009, Washington D.C.
- DOE (2009c): DOE selects 19 CO₂ Storage Projects. Carbon Capture Journal 10, Juli/August, 2009.
- Doka, G. (2007): Critical Review of Life Cycle Assessment of Selected Technologies for CO₂ Transport and Sequestration, Diploma Thesis No. 2007 MS05 by C. Wildbolz, ETHZ.
- DONG Energy (2008): Final report on offshore wind technology. EU-NEEDS. www.needs-project.org. Letzter Zugriff 08.02.2010.
- Doppelhammer, M. (2008): Richtlinienvorschlag der Europäischen Kommission zur geologischen Speicherung von Kohlendioxid, ZUR 2008, S. 252 ff.
- Dose, T. (2008): A consistent approach to CO₂ storage capacity estimation for deep saline formations. DGMK/ÖGEW-Frühjahrstagungsbericht 2008-1, Fachbereich Aufsuchung und Gewinnung, Celle, 10./11. April 2008, ISBN 978-3-936418-79-8.
- DUH (2009): Stellungnahme der Deutschen Umwelthilfe e.V. zum CCS-Gesetzesentwurf der Bundesregierung vom 1. April 2009. Deutschland soll Kohleland bleiben – ohne Rücksicht auf Verluste. 1.4.2009. Berlin.
- E.ON (2009): Post-Combustion-Capture. Projekte für eine saubere Zukunft der Energie, <http://www.eon.com/de/unternehmen/26498.jsp#1>. Letzter Zugriff 08.09.2009.
- ECCP II (The Second European Climate Change Programme) (2006): Final Report of the working Group 3: Carbon Capture and Geological Storage (CCS), as agreed on 01 June 2006.
- Ecofys (2007): Making large-scale Carbon Capture and Storage CCS in the Netherlands work. An Agenda for 2007-2020, Policy, Technologie and Organisation. http://www.energiened.nl/_upload/bestellingen/publicaties/272_MakingCCSworkCompleet.pdf.
- ECRA (2007): European Cement Research Academy GmbH: Technical Report TR 044/2007: Carbon Capture Technology – Options and Potentials for the Cement Industry.
- Edenhofer, O.; Knopf, B.; Kalkuhl, M. (2009): CCS: CO₂-Sequestrierung: Ein wirksamer Beitrag zum Klimaschutz? In: Ifo-Schnelldienst, 62, Jg., Nr. 3.

- Edenhofer, O.; Knopf, B.; Barker, T.; Baumstark, L.; Bellevrat, E.; Château, B.; Criqui, P.; Isaac, M.; Kitous, A.; Kypreos, S.; Leimbach, M.; Lessmann, L.; Magné, B.; Srieiciu, S.; Turton, H.; van Vuuren, D.P. (2010): The Economics of Low Stabilization: Model Comparison of Mitigation Strategies and Costs. *The Energy Journal*, Volume 31 (Special Issue 1). Letzter Zugriff 02.02.2010.
- ef.ruhr (2009): Analyse zur Nachrüstung von Kohlekraftwerken mit einer CO₂-Rückhaltung. Abschlussbericht an das Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen. Förderkennzeichen 64.65.69-T-221. Duisburg.
- EGEC (2009): Position Paper of the European Geothermal Energy Council. EGEC's Position on „Carbon Capture and Storage“. 15.12.2009, Brüssel.
- Ehlig-Economides, C.; Economides, M. J. (2010): Sequestering carbon dioxide in a closed underground volume. *J. of Petroleum Science and Engineering*, 70(1-2)123-130. doi: 10.1016/j.petrol.2009.11.002.
- ENCAP (Enhanced Capture of CO₂) (2009): High Temperature O₂ Generation for Power Cycles, <http://www.encapco2.org/technoHTO2GPC.htm>. Letzter Zugriff 08.09.2009.
- Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2009): Kohleverstromung und CCS – Chancen und Herausforderungen. 59. Jg., Nr. 8.
- Ennis-King, J.; Paterson, L. (2007): Coupling of geochemical reactions and convective mixing in the long-term geological storage of carbon dioxide. *Int. J. of Greenhouse Gas Control*, 1(1)86-93. doi:10.1016/S1750-5836(07)00034-5.
- EPA (Environmental Protection Agency) (2008): Federal Requirements under the Underground Injection (UIC) Control Program for Carbon Dioxide (CO₂) Geologic Sequestration (GS) Wells. Proposed Rule, in: *Federal Register*, Vol. 73, No. 144, 25. Juni 2008.
- EPA (Environmental Protection Agency) (2009): Federal Requirements under the Underground Injection (UIC) Control Program for Carbon Dioxide (CO₂) Geologic Sequestration (GS) Wells; Notice of Data Availability and Request for Comment. Washington D.C.
- EPHC (Environment Protection and Heritage Council) (2009): Climate Change – Environmental Guidelines for Carbon Dioxide Capture and Geological Storage – May 2009. <http://www.ephc.gov.au/node/340>. Letzter Zugriff 05.10.2009.
- Epple, B.; Ströhle, J. (2008): CO₂ Capture Based on Chemical and Carbonate Looping. *VGB PowerTech – Int. J. for Electricity and Heat Generation*. 88(11)85-88.
- EPRI (Electric Power Research Institute) (2007): Assessment of Post-Combustion Capture Technology Developments, Palo Alto.
- ESU, IFEU (2008): LCA of Background Processes. Deliverable 15.1, NEEDS (New Energy Externalities Developments for Sustainability) <http://www.needs-project.org/>. Letzter Zugriff 23.11.2009.
- Europäische Kommission (2008): Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäische Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen. 20 und 20 bis 2020, Chancen Europas im Klimawandel, Brüssel.
- European Commission (2010): Member States back funding allocation rules for CCS, renewable energy demonstration projects. *Midday Express* of 2010-02-05. <http://europa.eu/rapid/>. Letzter Zugriff 10.02.2010.
- Ewers, J. (2008): CO₂-Abtrennung und -Speicherkonzept der RWE. Präsentation auf der E-World in Essen am 20. Februar 2008.
- Ewers, J.; Renzenbrink, W. (2005): Bestandsaufnahme und Einordnung der verschiedenen Technologien zur CO₂-Minderung. *VGB PowerTech – Int. J. for Electricity and Heat Generation*. 85(4)46-51.
- EWI, Prognos (2005): Energiereport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit. Köln, Basel, April 2005.
- EWI, Prognos (2006): Auswirkungen höherer Energiepreise auf Energieangebot- und nachfrage. Ölpreisvariante der energiewirtschaftlichen Referenzprognose 2030. Untersuchung im Auftrag des BMWA. Köln, Basel, August 2006.

- Faaij, A.; Damen, K.; Turkenburg, W. (2009): Pathways towards large-scale implementation of CO₂ capture and storage: A case study for the Netherlands. *Int. J. of Greenhouse Gas Control*, 3(2)217-236. doi: 10.1016/j.ijggc.2008.09.005.
- FDP (2006): Energie braucht Wettbewerb – Energiepolitisches Grundsatzprogramm der FDP. Beschluss des Bundesparteitags der FDP am 13.-14. Mai 2006, Rostock.
- FDP (2008): Für eine sichere, bezahlbare und klimafreundliche Energieversorgung. Tendenzbeschluss. Verabschiedet auf der Herbstklausur der FDP-Bundestagsfraktion am 11. September 2008, Wiesbaden.
- FDP (2009): Die Mitte stärken. Deutschlandprogramm der Freien Demokratischen Partei. Hannover.
- Ferguson, R. C.; Nichols, C.; Leeuwen, T. V.; Kuuskraa, V. A. (2009): Storing CO₂ with enhanced oil recovery. *Energy Procedia*, 1(1)1989-1996. doi: 10.1016/j.egypro.2009.01.259.
- Figueroa, J. D.; Fout, T.; Plasynski, S.; McIlvried, H.; Srivastava R. D. (2008): Advances in CO₂ Capture Technology – The U.S. Department of Energy's Carbon Sequestration Program. *Int. J. of Greenhouse Gas Control*, 2(2)9-20. doi:10.1016/S1750-5836(07)00094-1.
- Fischedick, M.; Günster, W.; Fahlenkamp, H.; Meier, H.-J.; Neumann, F.; Oeljeklaus, G.; Rode, H.; Schimkat, A.; Beigel, J.; Schüwer, D. (2006): CO₂-Abtrennung im Kraftwerk – ist eine Nachrüstung für bestehende Anlagen sinnvoll? *VGB PowerTech* 4/2006. Essen.
- Frailey, S. (2008): Estimation of the storage efficiency factor for saline formations. Appendix 1 in Methodology for Development of carbon sequestration capacity estimates. Appendix B. In Carbon Sequestration Atlas of the United States and Canada. U.S. Department of Energy and the National Energy Technology Laboratory.
- Franke, P. (2010): Die Einlagerung von CO₂ in unterirdischen geologischen Formationen unter besonderer Berücksichtigung des Bergrechts, in: Ehricke, U.; Kühne, G. *Bergrecht zwischen Tradition und Moderne*, Baden Baden, im Druck.
- Frankl, P.; Menichetti, E.; Rauei, M. (2008): Final report on technical data, costs and life cycle inventories of PV applications. Deliverable no. 11.2-RS Ia, EU-NEEDS. www.needs-project.org. Letzter Zugriff 08.02.2010.
- Freytag, K.; Thiem, H.-G. (2006): Forschungsprojekt CO₂-Speicherung am Standort Ketzin, Glückauf 142 (2006), S. 213 ff.
- Froboese (2007): Kunststoffe aus Kohlendioxyd, Pressemitteilung in „OpenPR“ vom 23.04.2007 <http://www.openpr.de/news/131319/Kunststoffe-aus-Kohlendioxid.html>. Letzter Zugriff 20.01.2010.
- Gaßner, H. (2009): Brief des Bundesverbandes Geothermie e.V. an die Mitglieder der SPD und der CDU/CSU im Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin, 08.06.2009.
- Gaßner, H.; Buchholz, G. (2009): Aufsuchungserlaubnisse für CO₂-Ablagerung: Unvereinbar mit Bergrecht! Kurzstellungnahme vom 24.06.2009, abrufbar unter: http://www.geothermie.de/uploads/media/09-06-24_CCS-Kurzstellungnahme.pdf. Letzter Zugriff 22.01.2010.
- GDCh (2003): Positionspapier der Fachgruppe Umweltchemie und Ökotoxikologie zu dem Beschluss des Rats für Nachhaltige Entwicklung „Perspektiven der Kohle in einer nachhaltigen Energiewirtschaft“ vom 30.09.2003.
- Gerling, J. P. (2008): Geologische CO₂-Speicherung als Beitrag zur nachhaltigen Energieversorgung. *Bergbau*, Nr. 10, S. 472-475.
- Gerling, J. P. (2010): Panel „Perspektiven der CO₂-Speicherung“ auf dem 2. IZ Klima Kongress am 28.01.2010 in Berlin.
- Germanwatch (2009): Germanwatch-Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid (CCS), Empfehlungen zur CCS-Debatte bei der 858. Sitzung des Bundesrates am 15. Mai 2009 Bonn, Germanwatch e.V. vom 13.5.2009. <http://www.germanwatch.org/klima/ccsges09.pdf>. Letzter Zugriff 22.01.2010.
- Germanwatch (2009): Germanwatch-Stellungnahme vom 13.5.2009 zum Entwurf eines Gesetzes zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von

- Kohlendioxid (CCS). Empfehlungen zur CCS-Debatte bei der 858. Sitzung des Bundesrates am 15. Mai 2009. Bonn.
- Global CCS Institute (2009a): Strategic Analysis of the Global Status of Carbon Capture and Storage, Report 3: Country Studies – The United States of America. <http://www.globalccsinstitute.com/downloads/Reports/2009/worley/17-United-States-of-America-Report-Three-rev0.pdf>. Letzter Zugriff 04.12.2009.
- Global CCS Institute (2009b): Strategic Analysis of the Global Status of Carbon Capture and Storage, Report 3: Country Studies – Australia. <http://www.globalccsinstitute.com/downloads/Reports/2009/worley/01-Australia-Report-Three-rev0.pdf>. Letzter Zugriff 04.12.2009
- Graaf, K. De; Jans, J. H. (2009): Environmental Law and CCS in Europe and the Netherlands; The Implications of Chapter 7 of Directive 2009/31 (February 26, 2009). <http://ssrn.com/abstract=1265042>. Letzter Zugriff 29.09.2009.
- Graus, W.; Roglieri, M.; Jaworski, P.; Alberio, L. (2008): Efficiency and Capture-Readiness of New Fossil Power Plants in the EU. *ecofys*.
- Green Car Congress (2007): Canadian Companies Developing CO₂ Capture with Algae Photo Bioreactor System. <http://www.greencarcongress.com/2007/07/canadian-compan.html>. Letzter Zugriff 8.9.2009.
- Greenpeace (2008): False Hope. Why carbon capture and storage won't save the climate. <http://www.greenpeace.org/raw/content/international/press/reports/false-hope.pdf>. Letzter Zugriff 13.01.2010.
- Greenpeace (2009): Stellungnahme zum Referentenentwurf Gesetz zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid, Greenpeace e.V. vom 03.03.2009. http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/klima/CCS-stellungnahme-final.pdf. Letzter Zugriff 22.01.2010.
- Grotzinger, J.; Jordan, T. (2010): Understanding Earth, 6e; WH Freeman Publishers; Copyright year 2010.
- Grünwald, R. (2007): CO₂-Abscheidung und Lagerung bei Kraftwerken, Sachstandsbericht zum Monitoring „Nachhaltige Energieversorgung“, Arbeitsbericht des TAB Nr. 120. Berlin.
- Grünwald, R. (2008): Treibhausgas – ab in die Versenkung? Möglichkeiten und Risiken der Abscheidung und Lagerung von CO₂. Studien des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag Nr. 25. ISBN 978-3-8360-8125-2.
- Guinée, J.B.; Gorree, M.; Heijungs, R.; Huppes, G.; Kleijn, R.; Sleswijk, A.W.; Haes, H.A.U.D.; Bruijn, J.A.D.; Duin, R.V.; Huijbregts, M.A.J., (2002): Handbook on Life Cycle Assessment: Operational Guide to the ISO Standards- Kluwer Academic Publishers, Dordrecht.
- Gupta, R. P. (2009): Overview of Carbon Dioxide Capture. Vortrag vom 24. Februar 2009 bei „The United States Energy Association Technology Series, Carbon Capture and Storage“.
- Hassel, B. van; Li, J.; Wilson, J.; Degenstein, N.; Shah, M.; Christie, M.; Venkateswaran, V. (2008): Oxygen Transport Membrane Based OxyCombustion for CO₂ Capture from Coal Power Plants. Präsentation. <http://www.netl.doe.gov/technologies/coalpower/ewr/co2/pubs/43088%20Praxair%20OTM%207th%20CCS%20conference%202008.pdf>. Letzter Zugriff 30.09.2009.
- Haszeldine, R. S. (2009a): Carbon Capture and Storage: How Green Can Black Be? *Science*, 325(5948)1647-1652. doi: 10.1126/science.1172246.
- Haszeldine, S. (2009b): Carbon capture and storage: UK's fourth energy pillar, or broken bridge? Presentation at British Science Festival, Guildford. Abgerufen von www.erp.ac.uk/scs.
- Haugan, P. (2009): CO₂-lagring på norsk kontinentalsokkel. Presentation at Geofysisk Instituttet, Universitetet Bergen, Bergen, Norwegen. Abgerufen von http://www.npd.no/global/norsk/1%20-%20aktuelt/nyheter/%5Bpdf-vedlegg%5D/foredragene%20til%20klimakur%202020/10_uib.pdf.
- Haydock, H. (2008): NZEC – Carbon Capture and Storage. Präsentation im Rahmen des „2nd Annual European CCS Summit“, 2.-3. Dezember 2008.

- Hellriegel, M. (2008a): CO₂-Abscheidung und Ablagerung: Teil 2: Richtlinienvorschlag der Europäischen Kommission, RdE 2008, S. 319 ff.
- Hellriegel, M. (2008b): CO₂-freies Kraftwerk: Rechtsrahmen für CO₂-Abscheidung und -Ablagerung, in: Frenz, W., 10 Jahre Berg- und Umweltrecht: Habitatschutz – Mineralische Abfälle – Emissionshandel, Clausthal-Zellerfeld S. 103 ff.
- Helmholtz-Gemeinschaft (2009): Eckpunkte und Leitlinien zur Weiterentwicklung der Energieforschungspolitik der Bundesregierung. Empfehlungen der Helmholtz-Gemeinschaft, Berlin.
- Hendriks, C.; Graus, W.; van Bergen, F. (2004): Global carbon dioxide storage potential and costs (Nr. EEP-02001). Utrecht: ECOFYS in Cooperation with TNO.
- Hendriks, C.; Mace, M.J.; Coenraads, R. (2005): Impacts of the EU and international law on the implementation of carbon dioxide and geological storage in the European Union. *Int. J. of Greenhouse Gas Control* 1(2)253-260. doi:10.1016/S1750-5836(07)00028-X.
- Henkel, J. (2006): Life Cycle Assessment of Carbon Dioxide Capture and Storage. Diploma Thesis, Institute for Energy and Environmental Research and Berlin University of Technology, Heidelberg.
- Hermann, A.; Barth, R. (2008): Rechtliche Rahmenbedingungen für die Ablagerung von CO₂ in tiefen geologischen Schichten: Vorschläge zur Ausgestaltung des Rechtsrahmens, DVBl. 2008, S. 1417 ff.
- Herzog, H.; Meldon, J.; Hatton, A. (2009): Advanced Post-Combustion CO₂ Capture. Paper für die U.S.-amerikanische „Clean Air Task Force“.
- Höller, S. (2009): Assessment of methodologies for estimating the capacity for geological sequestration of CO₂ with special emphasis on the capacity calculation for Germany. Diplomarbeit, Universität Trier und Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.
- Hohmuth, T. (2008): CCS und Emissionshandel – Technologie zur Abscheidung und Ablagerung von Kohlendioxid im Recht des Emissionshandels, ZUR 2008, S. 295 ff.
- Hohmuth, T.; Kahle, C.; Kohls, M. (2009): Rechtliche Vorgaben für CCS - das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 6/2009, S. 59 ff.
- Holloway, S.; Vincent, C.; Bentham, M.; Kirk, K. (2006): Top-down and bottom-up estimates of CO₂ storage capacity in the UK sector of the southern North Sea basin. *Environmental Geosciences*, 13(2)71–84. doi:10.1306/eg.11080505015.
- Holloway, S. (2009): Storage capacity and containment issues for carbon dioxide capture and geological storage on the UK continental shelf. *Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part A: J. of Power and Energy*, 223(3)239-248. doi:10.1243/09576509JPE650.
- Horn, M.; Diekmann, J. (2007): Rahmendaten für Politikszenerarien V. Präsentation beim Kick-Off-Meeting, UBA Dessau, 7. Dezember 2007.
- Hunt, J. M. (1995): *Petroleum geochemistry and geology*. 743 p., W.H. Freeman and Co Ltd, San Francisco, 2nd edition.
- Hurtado, A.; Eguilior, S.; Prado, A. J.; Ruiz, C.; Campos, R.; Lomba, L.; Pelayo, M.; del Villar, L. P.; Recreo, F. (2008): Almacenamiento geológico de CO₂: Metodología de estimación de Capacidades.
- Idrissova, F. (2004): Life Cycle Assessment of Selected Carbon Dioxide Capture, Transportation and Storage Options from Coal-fired Power Plants. Master Thesis, Faculty of Business Administration and Economics, Technische Universität Freiberg, Freiberg.
- IEA (International Energy Agency) (2000): Experience Curves for Energy Technology Policy. www.iea.org/textbase/nppdf/free/2000/curve2000.pdf. Letzter Zugriff 23.01.2010.
- IEA (2005): Legal aspects of storing CO₂ [www.iea.org/textbase/nppdf/free/2005/CO₂_legal.pdf](http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2005/CO2_legal.pdf). Letzter Zugriff 02.10.2009.
- IEA (2007): *World Energy Outlook 2007*. OECD/International Energy Agency (IEA). Paris.
- IEA (2008): *Energy Technology Perspectives 2008*. In Support of the G8 Plan of Action. Scenarios and Strategies to 2050. <http://www.iea.org/techno/etp/index.asp>. Letzter Zugriff 08.02.2010.

- IEA GHG (2009a): CO₂ storage in depleted gas fields (Technical study Nr. 2009/01). IEA Greenhouse Gas R&D Programme.
- IEA GHG (2009b): Developments of storage coefficients for carbon dioxide storage in deep saline formations (Technical study Nr. 2009/13). IEA Greenhouse Gas R&D Programme, Energy and Environmental Research Centre.
- IG BCE (2008): Position für eine nachhaltige Industrie-, Energie- und Klimapolitik. 11.03.2008. Hannover.
- IPCC (2005): IPCC Special report on carbon dioxide capture and storage. 442 p., Cambridge University Press for the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), Cambridge, United Kingdom and New York, USA.
- IPCC (2006): Chapter 4: Fugitive emissions, in: 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, vol. 2, Energy. IGES, Japan, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme.
- IPCC (2007): Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change [Core Writing Team, Pachauri, R.K and Reisinger, A. (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 104 pp.
- Irons, R.; Sekkapan, G.; Panesar, R.; Gibbins, J.; Lucquiaud, M. (2007): CO₂ capture ready plants. Prepared for IEA Greenhouse Gas R&D Programme. Technical study, IEA GHG Report No. 2007/4, Mai 2007.
- IZ Klima (2009a): Erste Lesung des CCS-Gesetzentwurfs im Bundestag sowie erste Reaktionen. Pressemitteilung vom 08.05.2009.
- IZ Klima (2009b): CCS Monitor. Ausgabe 10/2009. http://www.iz-klima.de/uploads/media/IZ_Klima_CCS_monitor_10_2009.pdf. Letzter Zugriff 14.11.2009.
- IZT (Institut für Zukunftsstudien und Technologiebewertung): Wasserverband Nord; Wasserverband Norderdithmarschen (2009): CO₂-Speicherung: Wasserversorgung im Raum Flensburg in Gefahr? Gemeinsame Pressemitteilung, 23.10.2009.
- Jansen, D. (2009): Ökologisches Feigenblatt CCS. CO₂-Abscheidung ist kein Beitrag zum Klimaschutz. Reihe BUNDhintergrund Juni 2009. Düsseldorf.
- Jaramillo, P.; Griffin, W. M.; McCoy, S. T. (2009): Life Cycle Inventory of CO₂ in an Enhanced Oil Recovery System. *Environmental Science & Technology*, 43(21)8027-8032. doi: 10.1021/es902006h.
- Junginger, M.; Lako, P.; Lensink, S.; van Sark, W.; Weiss, M. (2008): Technological learning in the energy sector. Report number 500102 017 of University Utrecht and ECN within the framework of the Netherlands Research Programme on Scientific Assessment and Policy Analysis for Climate Change (WAB). <http://www.pbl.nl/en/publications/2008/Technological-learning-in-the-energy-sector.html>. Letzter Zugriff 23.01.2010.
- Kerr, T.; Havercroft, I.; Dixon, T. (2009): Legal and regulatory developments associated with carbon dioxide capture and storage: A global update. *Energy Procedia* 1(1)4395-4402. doi:10.1016/j.egypro.2009.02.254.
- Kharaka, Y.; Cole, D.; Hovorka, S.; Gunter, W.; Knauss, K.; Freifeld, B. (2006): Gas-water-rock interactions in Frio Formation following CO₂ injection: Implications for the storage of greenhouse gases in sedimentary basins. *Geology*, 34(7)577-580. doi:10.1130/G22357.1.
- Kharaka, Y.; Thordsen, J.; Kakouros, E. (2009): Potential environmental impacts of geologic storage of carbon dioxide: Mobilization of metals and organic compounds, 27-29.05 2009 Paris.
- Kirchenkreis Nordfriesland (2009): Erklärung der Synode des Kirchenkreises Nordfriesland zum CCS-Projekt in Nordfriesland. Bewahrung der Schöpfung – Keine CO₂-Einlagerung! KKSyn NF 04.07.2009.
- Kohls, M., Kahle, C. (2009): Klimaschutz durch CO₂-Speicherung – Das neue CCS-Gesetz, RdE 2009, S. 197 ff.
- Koornneef, J.; Faaij, A.; Turkenberg, W. (2008a): The screening and scoping of environmental impact assessment and strategic environmental assessment of carbon capture and storage in the Netherlands. *Environmental Impact Assessment Review* 2008, S. 392 ff.

- Koornneef, J.; van Keulen, T.; Faaij, A.; Turkenburg, W. (2008b): Life cycle assessment of a pulverized coal power plant with post-combustion capture, transport and storage of CO₂. *Int. J. of Greenhouse Gas Control* 2(4) 448-467. doi:10.1016/j.ijggc.2008.06.008.
- Koster, M.R. (2008): CO₂-opslag in Nederland: de nieuwe CCS-richtlijn, het huidige Nederlands wettelijke kader, risico's en aansprakelijkheid, *Nederlands Tijdschrift for Energierecht*, S. 316 ff.
- Kühne, G. (2009): Unterirdische Grundstücknutzungen als Gegenstand des Zivil-, Berg-, Energie- und Umweltrechts, *RdE* 2009, S. 14 ff.
- Lagoni, R. (2008): Haftungsfragen der CO₂-Speicherung im Meeresuntergrund, *ZUR* 2008, S. 293 ff.
- Landtag NRW (Nordrhein-Westfalen) (2009): Keine Politik gegen 100% der Bevölkerung – Entscheidung über das CCS-Gesetz aussetzen. Aktuelle Stunde auf Antrag der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen, Drucksache 14/9458, Düsseldorf.
- Landtag Schleswig-Holstein (2009a): Landtag einig: CCS-Versuchsprojekte einstellen. Pressemitteilung vom 16.7.2009, Kiel.
- Landtag Schleswig-Holstein (2009b): CO₂-Endlager verbieten. Antrag der Abgeordneten des SSW sowie der Fraktionen von SPD und Bündnis 90/Die Grünen. Drucksache 16/2810 vom 1.9.2009, Kiel.
- Landtag Schleswig-Holstein (2009c): Änderungsantrag der Fraktionen der FDP und der CDU zum Antrag CO₂-Endlager verbieten, Drucksache 16/2878, 17.9.2009, Kiel.
- Landtag Schleswig-Holstein (2009d): Unterirdische Lagerung von CO₂ bundesweit verbieten. Plenarprotokoll der 3. Sitzung des schleswig-holsteinischen Landtags, 19.11.2009, Kiel.
- Larsen, J.; Kelly, A. Heilmayr, R. (2009): World Resources Institute, WRI Summary of H.R. 2454, the American Clean Energy and Security Act (Waxman-Markey). http://pdf.wri.org/wri_summary_of_aces_0731.pdf. Letzter Zugriff 29.09.2009.
- LBBW (Landesbank Baden-Württemberg) (2009): Solardarwinismus – die Besten bleiben. Branchenanalyse Photovoltaik 2009. Equity Sales. Stuttgart.
- Lenz, R. (2008): Abscheidung und Speicherung von CO₂ im nationalen und europäischen Umweltrecht, *Glückauf* 144 (2008), S. 237 ff.
- Lindeberg, E.; Vuillaume, J.; Ghaderi, A. (2009): Determination of the CO₂ storage capacity of the Utsira formation. *Energy Procedia*, 1(1)2777-2784. doi: 10.1016/j.egypro.2009.02.049.
- Luhmann, H.-J. (2009): CCS: Ein wirksamer Beitrag zum Klimaschutz? *ifo Schnelldienst*, 62:13–16.
- Maaßen, U. (2009): Informationen und Meinungen. Ein Informationsservice des DEBRIV. Bundesverband Braunkohle. Ausgabe 2.2009. 25.03.2009. Köln.
- Martinsen, D.; Linssen, J.; Markewitz, P.; Vögele, S. (2006): CCS: A Future Mitigation Option for Germany? A Bottom Up Approach, Jülich.
- May, F. (2003): GESTCO Final report – Work Package 2, study area F: coal mines. Final report, Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover.
- May, F. (2005): Überwachung und Sicherheit von CO₂-Speichern, in: Kuckshinrichs, W., Markewitz, P., Hake, J.-F. (Hrsg.): CO₂-Abscheidung und -Speicherung: Eine Option für die Deutsche Klimaschutzstrategie? – Dokumentation CCS-Tagung Jülich, 10./11. November 2005, erschienen in STE-Arbeitsbericht Nr. 4, 2005, S. 103 ff.
- May, F. (2009): Aquifer storage: an option for emission reduction in Germany. Presentation at the IFP conference on Deep Saline Aquifers for Geological Storage of CO₂ and Energy in Paris.
- May, F.; Müller, C.; Bernstone, C. (2005): How much CO₂ can be stored in deep saline aquifers in Germany? *VGB PowerTech*, 85(6)32–37.
- McDonald, A.; Schrattenholzer, L. (2001): Learning rates for energy technologies. *Energy Policy* 29(4)255-261. doi:10.1016/S0301-4215(00)00122-1.

- McKinsey (2008): Carbon Capture & Storage: Assessing the Economics. Studie von McKinsey&Company. September 22, 2008. http://www.mckinsey.com/client/service/ccsi/pdf/CCS_Assessing_the_Economics.pdf. Letzter Zugriff 29.09.2009.
- Meadowcroft, J. (2010): Caching the Carbon: The Politics and Policy of Carbon Capture and Storage. Edward Elgar Publishing Ltd.
- Merkel, A. (2009): Rede von Bundeskanzlerin Dr. Angela Merkel auf dem Kongress des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft e.V., 24.6.2009. Berlin.
- Meyer, R.; May, F.; Müller, C.; Geel, K.; Bernstone, C. (2008): Regional search, selection and geological characterization of a large anticlinal structure, as a candidate site for CO₂-storage in northern Germany. *Environmental Geology*, 54(12)1607-1618. doi:10.1007/s00254-007-0939-8.
- Mißling, S. (2008): Die Gestaltung des deutschen Ordnungsrahmens für die geologische Speicherung von CO₂, ZUR 2008, S. 286 ff.
- MIT (2007): The Future of Coal. Options for a carbon-constrained world. An interdisciplinary MIT Study. <http://web.mit.edu/coal/>. Letzter Zugriff 25.11.2009.
- Moniz, E. J. (2008): Climate Change and Energy Pathways for the Mediterranean (Bd. 15). Dordrecht: Springer Netherlands. Abgerufen von <http://nora.nerc.ac.uk/3543/>. Letzter Zugriff 05.02.2009.
- Morse, R. K.; Varun, R.; He, G. (2009): The Real Drivers of Carbon Capture and Storage in China and Implications for Climate Policy. Working Paper. Standord. http://iis-db.stanford.edu/pubs/22621/WP_88_Morse_He_Rai_CCS_in_China.pdf. Letzter Zugriff 05.10.2009.
- Morthorst, P.E. (2007): Impact of wind power on power spot prices. [http://www.optres.fhg.de/events/workshop-2006-10-12/Copenhagen/Morthorst%20Cph\(1206\).pdf](http://www.optres.fhg.de/events/workshop-2006-10-12/Copenhagen/Morthorst%20Cph(1206).pdf). Letzter Zugriff 31.03.2010.
- MOST (Ministry of Science and Technology); NDRC (National Development and Reform Commission) et al. (2007): China's Scientific & Technological Actions on Climate Change, Beijing. <http://www.ccchina.gov.cn/WebSite/CCChina/UpFile/File199.pdf>. Letzter Zugriff 05.10.2009.
- Much, S. (2007): Rechtsfragen der Ablagerung von CO₂ in unterirdischen geologischen Formationen, ZUR 2007, S. 103 ff.
- MWME NRW (Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Energie Nordrhein-Westfalen) (2009): Christa Thoben – Ministerin für Wirtschaft, Mittelstand und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen. Impulsreferat zur Tagung CCS – Landespolitischer Impuls für Klimaschutz und sichere Energieversorgung. „Klimaschutz durch Kohlendioxidspeicherung – Potenziale und Perspektiven für die neue CCS-Technologie“, 29.6.2009, Düsseldorf.
- n-21 (2010): Technikatlas Niedersachsen: <http://www.technikatlas.de/~tb4/fraktionier.htm>. Letzter Zugriff 18.01.2010.
- NABU (Naturschutzbund Deutschland) (2009): Aktualisierte Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid (CO₂ATSG). 16.4.2009. Berlin.
- NETL (National Energy Technology Laboratory) (2005): Carbon Capture and Sequestration Systems Analysis Guidelines. http://www.netl.doe.gov/technologies/carbon_seq/Resources/Analysis/. Letzter Zugriff 11.11.2009.
- NETL (National Energy Technology Laboratory) (2009): Carbon Sequestration. Regional Carbon Sequestration Partnerships, http://www.netl.doe.gov/technologies/carbon_seq/partnerships/partnerships.html. Letzter Zugriff 04.09.2009.
- Neue Energie (2009a): Halligkonferenz gegen Einlagerung von CO₂. Nr. 12, 10.6.2009.
- Neue Energie (2009b): Kommunalvertreter gegen geplante CO₂-Speicherung. Nr. 12, 10.6.2009.
- Nitsch, J. (2009): Was kostet der Ausbau erneuerbaren Energien? Manuskript. Stuttgart 21. 12. 2009.

- Nooner, S. L.; Eiken, O.; Hermanrud, C.; Sasagawa, G. S.; Stenvold, T.; Zumberge, M. A. (2007): Constraints on the in situ density of CO₂ within the Utsira formation from time-lapse seafloor gravity measurements. *Int. J. of Greenhouse Gas Control*, 1(2)198-214. doi: 10.1016/S1750-5836(07)00018-7.
- North, F. (1985): *Petroleum Geology*. Kluwer Academic Publishers.
- NPD (2007): *Norwegian Continental Shelf (Nr. 2)*. Stavanger: Norwegian Petroleum Directorate. Abgerufen von <http://www.npd.no/Global/Engelsk/3%20-%20Publications/Norwegian%20Continental%20Shelf/PDF/2007-no.%202.pdf>.
- NPD (2009): *Norwegian Continental Shelf (Nr. 2)*. Stavanger: Norwegian Petroleum Directorate. Abgerufen von <http://www.npd.no/en/Publications/Norwegian-Continental-Shelf/No2-2009/>.
- Öko-Institut (2007): CO₂-Abscheidung und -Ablagerung bei Kraftwerken Rechtliche Bewertung, Regulierung, Akzeptanz, Endbereich, von Matthes, F., Repenning, J., Hermann, A. und weiteren, Berlin/Darmstadt 2007. <http://www.oeko.de/oekodoc/759/2007-222-de.pdf>. Letzter Zugriff 22.01.2010.
- Öko-Institut (2009): Regulierung von CO₂-Abscheidung und -Ablagerung (CCS) – Der Entwurf für das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz (KSpG), Stellungnahme zum Entwurf für das KSpG zur Anhörung des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit des 16. Deutschen Bundestages am 25.05.2009, Ausschuss-Drucksache 16(16)632(F). http://www.bundestag.de/bundestag/ausschuesse/a16/anhuerungen/91_Sitzung/A-Drs_16-16-632_F_.pdf. Letzter Zugriff 22.01.2010.
- Pehnt, M.; Henkel, J. (2009): Life cycle assessment of carbon dioxide capture and storage from lignite power plants. *Int. J. of Greenhouse Gas Control* 3(1) 49-66. <http://dx.doi.org/10.1016/j.ijggc.2008.07.001>.
- Pershad, H.; Slater, S. (2007): Development of a CO₂ transport and storage network in the North Sea (Report to the North Sea Basin Task Force). Department for Business, Enterprise and Regulatory Reform (BERR), Element Energy, BGS and Pöyry Energy.
- Plass, L. (2002): CO₂-Abtrennung/Nutzung/Deponierung, BMWi Workshop zum Sachstand in ARGE II.
- Pollak, M. F.; Johnson, J. A.; Wilson, E. J. (2009): The geography of CCS regulatory development in the U.S., *Energy Procedia* 1(2009)4543-4550. doi:10.1016/j.egypro.2009.02.273.
- Prado, A. J.; Pérez del Villar, L.; Pelayo, M. (2008): Selección de formaciones favorables para el almacenamiento geológico de CO₂ y cálculo de la capacidad de almacenamiento en la Cuenca del Duero. VII Congreso Geológico de España. GEO-TEMAS, 101238.
- Prognos AG (2009): Ökonomische Effekte der Einführung von CCS in der Stromerzeugung. Basel, 17. Februar 2009; Studie von M. Schlesinger. http://www.iz-klima.de/fileadmin/website/downloads/Prognos-CCS-Studie_090217.pdf. Letzter Zugriff 23.01.2010.
- Prognos AG; Öko-Institut; Ziesing, H.-J. (2009): Modell Deutschland. Klimaschutz bis 2050: Vom Ziel her denken. Basel; <http://www.wwf.de/downloads/publikationsdatenbank/ddd/32874/>. Letzter Zugriff 23.01.2010.
- Pruess, K. (2009): Numerical modeling of coupled processes in aquifer storage of greenhouse gases. Presentation at the IFP conference on Deep Saline Aquifers for Geological Storage of CO₂ and Energy in Paris.
- Radgen, P.; Kutter, S.; Kruhl, J. (2009): The legal and political framework for CCS and its implications for a European Utility, *Energy Procedia* 1(2009)4601-4608. doi:10.1016/j.egypro.2009.02.280.
- Rasmussen, M. (2008): Carbon dioxide capture with algae. Präsentation vom 20. August 2008. <http://www.sartec.com/CO2capture.pdf>. Letzter Zugriff 30.09.2009.
- Rat für nachhaltige Entwicklung (2003): Perspektiven der Kohle in einer nachhaltigen Energiewirtschaft. Leitlinien einer modernen Kohlepolitik und Innovationsförderung, Berlin.
- Rat für nachhaltige Entwicklung (2008): Positionen des Nachhaltigkeitsrat zu aktuellen Fragen der Klima- und Energiepolitik, 27.10.2008, Berlin.
- Rat für nachhaltige Entwicklung (2009a): Hauff fordert Forschungsinitiative für zu Kohlendioxid-Recycling. Pressemitteilung vom 5.6.2009, Berlin.

- Rat für nachhaltige Entwicklung (2009b): Hauff kritisiert Umweltgutachter: Provinzielles Denken beim Klimaschutz. Pressemitteilung vom 14.5.2009, Berlin.
- Rat für nachhaltige Entwicklung (2009c): „Saubere Kohle“: Nachhaltigkeitsexperten drängen auf deutsche Vorreiterrolle. Pressemitteilung vom 20.11.2009, Berlin.
- Redeker (2008): Vorschlag für ein Gesetz über Anlagen zur Abscheidung, zum Transport und zur Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Anlagengesetz) vom 03.09.2008, Kanzlei Redeker, Sellner, Dahs & Widmaier (unveröffentlicht).
- Riis, F. (2007): Carbon containment in the spotlight. Abgerufen von <http://www.npd.no/English/Aktuelt/Nyheter/2007.10.29+Store+muligheter+for+laging+av+CO2.htm>.
- Robin Wood: Erneuerbare Energien statt Kohle. Saubere Kohle wird es nicht geben! <http://www.robinwood.de/german/energie/braunkohle/Positionspapier%20Clean%20Coal.pdf>. Letzter Zugriff 18.12.2009.
- Roggenkamp, M. (2008): CCS: Regulating Subsoil Storage of CO₂, Vortrag, <http://www.rug.nl/Rechten/onderzoek/GCEL/PPGCELstorage.ppt>. Letzter Zugriff 29.09.2009.
- Rubin, E.S.; Yeh, S.; Hounshell, D.; Taylor, M.R. (2004): Experience curves for power emission control technologies. *Int. J. of Energy Technology and Policy* 2(1/2)52-59. Doi:10.1504/IJETP.2004.004587.
- SCCS (2009a): Where is CO₂ Storage Taking Place? Scottish Centre for Carbon Storage. <http://wbw.geos.ed.ac.uk/sccs/storage/storageSitesFree.html>. Letzter Zugriff 30.09.2009.
- SCCS (2009b): Opportunities for CO₂ Storage around Scotland - an integrated strategic research study. Edinburgh: Scottish Centre for Carbon Storage. Abgerufen von <http://www.geos.ed.ac.uk/sccs>.
- Schäfer, S. (2009): CO₂-Minderung aus Sicht der Zementindustrie. Forschungsinstitut der Zementindustrie. Vortrag auf der 11. Sitzung des Kompetenz-Netzwerks Kraftwerkstechnik.
- Schellnhuber, J. (2009): TheMAD Challenge: Towards a Great Land-UseTransformation? Plenary presentation at the International Scientific Congress on Climate Change 2009. Available online at: <http://climatecongress.ku.dk/presentations/congresspresentations/>. Letzter Zugriff: 31.01.2010.
- Schill, W-P; Dieckmann, J.; Kemfert, C. (2009): Energie- und Klimaschutzpolitik: USA holen nur langsam auf, DIW-Wochenbericht Nr. 46/2009 vom 11.11.2009, S. 796 ff.
- Schindler, J.; Zittel, W. (2008): Zukunft der weltweiten Erdölversorgung. Berlin: Energy watch group.
- Schleswig-Holsteinischer Zeitungsverlag (2009a): „Der Dreck wird nur unter den Teppich gekehrt“, 11.7.2009.
- Schleswig-Holsteinischer Zeitungsverlag (2009b): Stadt spricht sich gegen CO₂-Speicher aus, 23.7.2009.
- Scholz, F.; Hasse, U. (2008): Permanent Wood Sequestration: The Solution to the Global Carbon Dioxide Problem (p NA). *ChemSusChem* 1(5)381-384, Doi:10.1002/cssc.200800048.
- Schrag, D. P. (2009): Storage of Carbon Dioxide in Offshore Sediments. *Science*, 325(5948)1658-1659. doi: 10.1126/science.1175750.
- Schreiber, A.; Zapp, P.; Kuckshinrichs, W. (2009): Environmental assessment of German electricity generation from coal-fired power plants with amine-based carbon capture. *Int J Life Cycle Assess* 14(6)547-559. doi:10.1007/s11367-009-0102-8.
- Schreurs, H. (2008): Carbon Capture and Storage: An update from the Netherlands. Presentation at Kompetenz-Netzwerk Kraftwerkstechnik NRW, Vortrag, Gelsenkirchen.
- Schuppers, J.; Holloway, S.; May, F.; Gerling, J. P.; Boe, R.; Magnus, C.; Riis, F.; Osmundsen, P.; Larsen, M.; Andersen, P.; Hatzianis, G. (2003): Storage capacity and quality of hydrocarbon structures in the North Sea and the Aegean region.
- Scinexx (2004): Fremde Welt im Untergrund – Wimmelndes Leben und jede Menge Fragen. Scinexx vom 15.01.2004. <http://www.scinexx.de/dossier-detail-7-5.html>. Letzter Zugriff 13.01.2010.

- Scinexx (2008): Auf glühenden Kohlen – Wenn unterirdische Flöze Feuer fangen. Scinexx vom 13.06.2008. www.scinexx.de/dossier-402-1.html. Letzter Zugriff 13.01.2010.
- Sedlacek, R. (2009): Untertage-Gasspeicherung in Deutschland, Erdöl Erdgas Kohle 2009, S. 412 ff.
- Sensfuß, F. (2008a): Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector An agent-based simulation approach. Dissertation. Universität Karlsruhe (TH). Fortschritt-Berichte Reihe 16 Nr. 188. VDI Verlag, Düsseldorf.
- Sensfuß, F. (2008b): Regenerative Energien können Preise senken. Erneuerbare Energien. Mai 2008, Seite 72-73.
- Sensfuß, F.; Ragwitz M. (2007): Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel – Analyse für das Jahr 2006 – Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).
- Sensfuß, F.; Ragwitz, M. (2008): An Agent-based simulation platform as support tool for the analysis of the interactions of renewable electricity generation with the electricity and the CO₂ market. In Möst, D.; Fichtner, W.; Ragwitz, M.; Veit, D. (Eds): New methods for energy market modelling: Proceedings of the First European Workshop on Energy Market Modelling using Agent-Based Computational Economics. Universitätsverlag Karlsruhe.
- Sensfuß, F.; Ragwitz, M.; Genoese, M. (2008): The Merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany. Energy Policy, 36(8)3096-3094. doi:10.1016/j.enpol.2008.03.035.
- Shi, J.; Durucan, S. (2005): CO₂ Storage in deep unminable coal seams. Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP, 60(3)547–558. doi:10.2516/ogst:2005037.
- Shisen, X. (2007): GreenGen – Near Zero Emission Coal Based Power Generation Project in China. Präsentation vom 23. Mai 2007. <http://belfercenter.ksg.harvard.edu/files/07-shisen%20xu.pdf>. Letzter Zugriff 05.10.2009.
- Shogenova, A.; Sliupa, S.; Shogenov, K.; Sliupiene, R.; Pomeranceva, R.; Vaher, R.; Uibu, M.; Kuusik, R. (2009): Possibilities for geological storage and mineral trapping of industrial CO₂ emissions in the Baltic region. Energy Procedia, 1(1)2753-2760. doi: 10.1016/j.egypro.2009.02.046.
- Sim, S.; Brunelle, P.; Turta, A.; Singhal, A. (2008): Enhanced Gas Recovery and CO₂ Sequestration by injection of exhaust gases from combustion of bitumen. In Proceedings of SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery. doi: 10.2118/113468-MS.
- Slutz, J. A. (2008): Office of Fossil Energy. FY 2009 Budget Request. Präsentation vom 4. Februar 2008.
- Smith, K.; Ghosh, U.; Khan, A.; Simioni, M.; Endo, K.; Zhao, X.; Kentish, S.; Qader, A.; Hooper, A.; Hooper, B.; Stevens, G. (2008): Recent developments in solvent absorption technologies at the CO₂CRC in Australia. Energy Procedia 1(1)1549-1555. doi:10.1016/j.egypro.2009.01.203.
- SPD (2007): Neue Energie. Sozialdemokratische Energie- und Klimapolitik für das 21. Jahrhundert, Berlin.
- SPD (2009): Sozial und Demokratisch. Anpacken für Deutschland. Das Regierungsprogramm der SPD. Berlin.
- SPD Brandenburg; Die Linke Brandenburg (2009): Gemeinsinn und Erneuerung: Ein Brandenburg für alle. Koalitionsvertrag zwischen SPD Brandenburg und Die Linke Brandenburg für die 5. Wahlperiode des Brandenburg Landtages, Potsdam.
- SPD-Landtagsfraktion Brandenburg (2009): CCS-Lagerung: Konsequente Einbeziehung der Bürger notwendig. Pressemitteilung vom 23.4.2009, Potsdam.
- Specht, M.; Bandi, A. (2007): Herstellung von flüssigen Kraftstoffen aus atmosphärischem Kohlendioxid – Ein Beitrag zur Lösung der Speicherproblematik. Solarenergie-Förderverein Deutschland e.V. 12.12.2007, http://www.sfv.de/artikel/herstellung_von_fluessigen_kraftstoffen_aus_atmosphaerischem_kohlendioxis.htm. Letzter Zugriff 13.01.2010.

- Spiegel Online (2009): RWE startet Pilotanlage zur Rauchgaswäsche, <http://www.spiegel.de/wissenschaft/mensch/0,1518,643499,00.html>. Letzter Zugriff 30.9.2009.
- SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2008): Umweltgutachten 2008 – Umweltschutz im Zeichen des Klimawandels.
- SRU (2009a): Abscheidung, Transport und Speicherung von Kohlendioxid. Der Gesetzentwurf der Bundesregierung im Kontext der Energiedebatte. Stellungnahme Nr. 13 des Sachverständigenrates für Umweltfragen der Bundesregierung, April 2009. http://www.umweltrat.de/03stellung/download03/stellung/Stellung_CCS_2009_Mai.pdf. Letzter Zugriff 29.09.2009.
- SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) (2009b): Anregungen des SRU zu den Koalitionsverhandlungen. Schreiben an die Verhandlungsgruppen von CDU/CSU und FDP Wirtschaft/Energie/Aufbau Ost und Umwelt/Verbraucherschutz/Landwirtschaft, 13.10.2009, Berlin. <http://www.umweltrat.de/>. Letzter Zugriff 08.12.2009.
- Staatskanzlei Brandenburg (2009): Platzeck: Technologieführerschaft bei CCS nicht verspielen. Pressemitteilung vom 14.3.2009, Potsdam.
- Stevens, B. (2007): Das CO₂-emissionsarme Kohlekraftwerk, UPR 2007, S. 281 ff.
- Stoll, P.-T.; Lehmann, F. (2008): Die Speicherung von CO₂ im Meeresgrund – die völkerrechtliche Sicht, ZUR 2008, S. 281 ff.
- van der Straaten, R.; Elewaut, E.; Koelewijn, D.; Baily, H.; Holloway, S.; Barbier, J.; Lindeberg, E.; Möller, H.; Gaida, K. (1996): Inventory of the CO₂ Storage capacity of the European Union and Norway. In Final report of the Joule II project No. CT92-0031: The Underground Disposal of Carbon Dioxide. Nottingham: British Geological Survey.
- Suri, R. (2007): Industrielle Nutzung von CO₂ aus Zementöfen für Biomasse. ZKG International 60(7)72-79.
- TAB (Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag) (2007): CO₂-Abscheidung und -Lagerung bei Kraftwerken. Sachstandsbericht zum Monitoring „Nachhaltige Energieversorgung“. Bearbeitet von Rainer Grünwald, Arbeitsbericht Nr. 120, Berlin.
- Tagesspiegel (2009): Die Kohle hat der Teufel erschaffen – vertrocknete Naturparadiese, Risse in Straßen und Häusern, verlorene Dörfer: Der Preis für den deutschen Kohleabbau ist hoch. Der Tagesspiegel vom 14.11.2009. <http://www.tagesspiegel.de/wirtschaft/Kohle-Klimaserie;art271,2949159>. Letzter Zugriff 13.01.2010.
- TAZ (Die Tageszeitung) (2009a): Koalitionsverhandlungen in Brandenburg. Braunkohle wird zum Zündstoff. 19.10.2009.
- TAZ (2009b): Klimaexperte für weltweiten Kohlendioxidhandel. „Wir regulieren zu viele Details“. 5.5.2009.
- Thibeau, S. (2009): Have we overestimated saline aquifer CO₂ storage capacity? Presentation at the IFP conference on Deep Saline Aquifers for Geological Storage of CO₂ and Energy in Paris.
- Treber, M. (2009): CCS trotz der gewachsenen Notwendigkeit starker Emissionsminderungen weiterhin umstritten. Mitteilung vom 02.06.2009, <http://www.germanwatch.org/klima/ccs-kber.htm>. Letzter Zugriff 21.09.2009.
- Tucker, M. E. (2006): Sedimentary petrology: an introduction to the origin of sedimentary rocks. 262 p., Blackwell Science, Oxford [u.a.], 3rd edition.
- TÜV NORD CERT (2008): Carbon Capture Ready – die Lösung zur Prüfung neuer Kraftwerke hinsichtlich CCS. <http://www.carbon-capture-ready.com/>. Letzter Zugriff 30.09.2009.
- Turkovic, R. (2002): Technische und ökonomische Bewertung von Abscheidetechnologien, Transportalternativen und Speichermöglichkeiten in geologischen Formationen für CO₂ aus fossil befeuerten Kraftwerken in Baden-Württemberg. Diplomarbeit, Universität Karlsruhe, Karlsruhe.
- UBA (2006): Technische Abscheidung und Speicherung von CO₂ – nur eine Übergangslösung: Positionspapier des Umweltbundesamtes zu möglichen Auswirkungen, Potenzialen und Anforderungen. Umweltbundesamt (Hrsg.), Dessau 2006. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3074.pdf>. Letzter Zugriff 24.11.2009.

- UBA (2007): Politiksszenarien für den Klimaschutz IV – Szenarien bis 2030. Studie von DIW Berlin, Öko-Institut, Fraunhofer ISI Karlsruhe und Forschungszentrum Jülich, STE im Auftrag des Umweltbundesamts. Dessau.
- UBA (2008): CO₂-Abscheidung und Speicherung im Meeresgrund – Meeresökologische und geologische Anforderungen für deren langfristige Sicherheit sowie Ausgestaltung des rechtlichen Rahmens (2008), Ginzky, H.; Hahlbeck, E.; Umweltbundesamt. UBA-Texte 24/08, S. 99 ff. Dessau.
- UBA (2009a): CCS – Rahmenbedingungen des Umweltschutzes für eine sich entwickelnde Technik, Aktualisierung des Positionspapiers des Umweltbundesamtes zur technischen Abscheidung und Speicherung von CO₂, Umweltbundesamt, Mai 2009. <http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/3804.pdf>. Letzter Zugriff 22.01.2010.
- UBA (2009b): Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger. Durch Einsatz erneuerbarer Energien vermiedene Emissionen im Jahr 2007. <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/45411/>. Letzter Zugriff 25.01.2010.
- Vallentin, D. (2009): Coal-to-Liquids: Driving Forces and Barriers – Synergies and Conflicts from an Energy and Climate Policy Perspective, Stuttgart.
- van den Broek, M.; Ramírez, A.; Groenenberg, H.; Neele, F.; Viebahn, P.; Turkenburg, W.; Faaij, A. (2009): Feasibility of storing CO₂ in the Utsira formation as part of a long term Dutch CCS strategy: An evaluation based on a GIS/MARKAL toolbox. *Int. J. of Greenhouse Gas Control*, In Press, Corrected Proof. doi: 10.1016/j.ijggc.2009.09.002.
- van der Meer, L. G. H.; Egberts, P. (2008): A General Method for Calculating Subsurface CO₂ Storage Capacity. Paper for presentation at the 2008 Offshore Technology Conference in Houston, Texas, U.S.A., OTC 19309.
- van der Meer, L. G. H.; Yavuz, F. (2009): CO₂ storage capacity calculations for the Dutch subsurface. *Energy Procedia*, 1(1)2615-2622. doi: 10.1016/j.egypro.2009.02.028.
- van der Straaten, R.; Elewaut, E.; Koelewijn, D.; Baily, H.; Holloway, S.; Barbier, J.; Lindeberg, E.; Möller, H.; Gaida, K. (1996): Inventory of the CO₂ storage capacity of the European Union and Norway. In S. Holloway (editor), Final report of the Joule II project No. CT92-0031: The Underground Disposal of Carbon Dioxide, 16–115. British Geological Survey, Nottingham.
- Vangkilde-Pedersen, T.; Anthonsen, K. L.; Smith, N.; Kirk, K.; Neele, F.; van der Meer, B.; Gallo, Y. L.; Bossie-Codreanu, D.; Wojcicki, A.; Nindre, Y.-M. L.; Hendriks, C.; Dalho_, F.; Christensen, N. P. (2008): Assessing European capacity for geological storage of carbon dioxide – the EU GeoCapacity project. *Energy Procedia of the GHGT-9*, 1(1): 2663-2670. doi:10.1016/j.egypro.2009.02.034.
- Vangkilde-Pedersen, T.; Neele, F.; Wojcicki, A.; Nindre, Y.-M. L.; Kirk, K.; Anthonsen, K.; Hendriks, C.; Maurand, N.; Smith, N. (2009a): GeoCapacity. Final report D 42, EU GeoCapacity, Denmark.
- Vangkilde-Pedersen, T.; Neele, F.; Wojcicki, A.; Nindre, Y.-M. L.; Kirk, K.; Anthonsen, K.; Hendriks, C.; Maurand, N.; Smith, N.; Knopf, S.; Car, M.; May, F. (2009b): Storage capacity. WP 2 Report D16, EU GeoCapacity, Denmark.
- Vangkilde-Pedersen, T.; Vosgerau, H.; Willscher, B.; Neele, F.; van der Meer, B.; Bossie-Codreanu, D.; Wojcicki, A.; Nindre, Y.-M. L.; Kirk, K.; von Dalwigk, I.; Anthonsen, K. (2009c): Capacity standards and site selection criteria. WP 4 Report D 26, EU Geocapacity, Denmark.
- van Noorden, Richard (2007): BP pulls out of carbon capture plans, 24.05.2007 at RSC advancing the chemical sciences. <http://www.rsc.org/chemistryworld/News/2007/May/24050703.asp>. Letzter Zugriff 29.09.2009.
- Vattenfall Europe (2009a): Die Demonstrationskraftwerke, http://www.vattenfall.de/www/vf/vf_de/225583xberx/228407klima/228587CO2-f/1434925unter/index.jsp. Letzter Zugriff 9.9.2009
- Vattenfall Europe (2009b): Die CCS-Pilotanlage, http://www.vattenfall.de/www/vf/vf_de/225583xberx/228407klima/228587co2-f/1441026diexp/index.jsp. Letzter Zugriff 8.9.2009.

- Vattenfall Europe (2009c): Mit konkreten Maßnahmen Energieregion profilieren, http://www.vattenfall.de/www/vf/vf_de/225583xberx/232127press/232157press/232187archi/258228press/index.jsp?pmid=145252. Letzter Zugriff 9.9.2009.
- Viebahn, P.; Kronshage, S.; Trieb, F.; Lechon, Y. (2008): Final report on technical data, costs and life cycle inventories of solar thermal power plants. Deliverable no. 12.2-RS Ia, EU-NEEDS. www.needs-project.org. Letzter Zugriff 08.02.2010.
- Viebahn, P.; Luhmann, H.-J. (2009): Der europäische Rechtsrahmen für CCS: Was ist entschieden, was bleibt zu tun? *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 59(1-2)40-43.
- Vuuren, P. van; Elzen, M.G.J.; Lucas, P.L.; Eickhout B.; Strengers, B.J.; Ruijven, B. van; Wonink, S.; Houdt, R. van (2007): Stabilizing greenhouse gas concentration at low levels: an assessment of reduction strategies and costs. *Climate Change* 81(2)119-159. Doi:10.1007/s10584-006-9172-9.
- Watanabe, R.; Duckat, R.; Sterk, W. (2007): Carbon Capture and Storage under the Clean Development Mechanism. Impact on the Long-term Climate Goal, Energy Supply Planning and Development Paths. JIKO Policy Paper 4, Juni 2007. Wuppertal.
- WBGU (Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung für Globale Umweltveränderungen) (2006): The Future Oceans – Warming Up, Rising High, Turning Sour. Special Report, Berlin.
- WDR (2009): CO₂-Lagerung ungeklärt – RWE bremst bei Kraftwerk Hürth. <http://www.wdr.de/themen/wirtschaft/wirtschaftsbranche/energiekonzerne/091111.jhtml?rubrikenstyle=wirtschaft>. Letzter Zugriff 14.11.2009.
- Welt online (2004): Letzte Hornoer sagen: „Wir gehen nicht“. Welt online vom 30.08.2004. www.welt.de/print-welt/article337333/Letzte_Hornoer_sagen_Wir_gehen_nicht.html. Letzter Zugriff 13.01.2010.
- WI (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie) (2009): Energiewirtschaftliche, strukturelle und industriepolitische Analyse der Nachrüstung von Kohlekraftwerken mit einer CO₂-Rückhaltung in NRW. Studie im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Energie in Nordrhein-Westfalen. Abschlussbericht. Wuppertal. http://www.wupperinst.org/de/projekte/proj/index.html?projekt_id=203&bid=136. Letzter Zugriff 12.09.2009.
- WI (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie), DLR (Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt), PIK (Potsdam-Institut für Klimafolgenforschung), ZSW (Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung) (2007): RECCS – Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS). Untersuchung im Auftrag des BMU. Endbericht. Wuppertal, Stuttgart, Potsdam. http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/38826.php. Letzter Zugriff 30.09.2009.
- WI (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie), FZJ (Forschungszentrum Jülich), ISI (Fraunhofer Institut ISI Karlsruhe), BSR (BSR Sustainability) (2008): Sozioökonomische Begleitforschung zur gesellschaftlichen Akzeptanz von Carbon Capture and Storage (CCS) auf nationaler und internationaler Ebene, Studie im Auftrag des BMWi. http://www.wupperinst.org/info/entwd/index.html?beitrag_id=841&bid=155. Letzter Zugriff 29.09.2009.
- Wildbolz C. (2007): Life Cycle Assessment of Selected Technologies for CO₂ Transport and Sequestration. Diploma Thesis No. 2007 MS05, Department Bau, Umwelt und Geomatik, Institute of Environmental Engineering (IfU), ETHZ, Zurich, Switzerland.
- Willecke, R. (1970): Behördliche Zuständigkeit zur Aufsicht über die Anlage und den Betrieb von Untertagespeichern, DVBl. 1970, S. 370 ff.
- Winter, J. (2008): Nanomaterials doubles CO₂ sequestration. <http://ecolectic.org/?p=28>. Letzter Zugriff 20.01.2010.
- Wirtschaftsvereinigung Stahl (2009): Stellungnahme zum Entwurf der Bundesregierung vom 1. April 2009 zu einem Gesetz zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid (CCS). 19.05.2009.
- Wörten, C.; Pickerson, W.; Marrs, Br.; Holzhausen, G. (2009): USA Energie- und Klimapolitik, Akteure und Trends im August 2009, Heinrich-Böll-Stiftung.

- Wolff, R. (2009): Aus für CCS. die tageszeitung vom 05.09.2009. <http://www.taz.de/1/zukunft/wirtschaft/artikel/1/aus-fuer-ccs/>. Letzter Zugriff 30.09.2009.
- WWF (2009): Positionspapier. Stellungnahme zum Gesetz zur Regelung von Abscheidung, Transport und dauerhafter Speicherung von Kohlendioxid (CCS). Bearbeitungsstand 18.02.2009. Berlin.
- Zenke, I.; Vollmer, M. (2009): Der künftige Rechtsrahmen für die Abscheidung und Speicherung von CO₂, IR 2009, S. 129 ff.
- ZEP (2006): A Vision for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants (Report by the Zero Emission Fossil Fuel Power Plants Technology Platform Nr. EUR 22043). Luxembourg: Office for Official Publications of the European Communities: European Commission – Directorate-General for Research. Abgerufen von <http://www.zero-emissionplatform.eu/website/library/index.html>.
- ZEP (2008): EU Demonstration Programme for CO₂ Capture and Storage (CCS). ZEP's Proposal. European Technology Platform for Zero Emission Fossil Fuel Power Plants, 11/2008.
- Zhou, Q.; Birkholzer, J. T.; Tsang, C.-F.; Rutqvist, J. (2008): A method for quick assessment of CO₂ storage capacity in closed and semi-closed saline formations. Int. J. of Greenhouse Gas Control 2(4)626-639. doi:10.1016/j.ijggc.2008.02.004.
- Zydek, H. (1980): Bundesberggesetz (BBergG) mit amtlicher Begründung und anderen amtlichen Materialien, 1980.

Anhang

13.1 Anhang 1: Eckdaten der Kostenrechnung (Kapitel 9)

Tab. 13-1 Entwicklung der Preise für Brennstoffe und CO₂-Zertifikate unter drei verschiedenen Szenarien: A (deutlich), B (mäßig) und C (sehr niedrig)

		2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
CO₂-Aufschlag											
Preispfad A (deutlich)	€/t			24	32	39	45	50	55	60	65
Preispfad B (mäßig)	€/t			20	25	30	33	35	37,5	40	42,5
Preispfad C (sehr niedrig)	€/t			15	18	20	21,5	23	24,5	26	27
Preispfad AC (Brennstoffpreispfad A, CO₂-Aufschlag Pfad A)											
<i>ohne CO₂-Aufschlag</i>											
Erdgas	€/2005/GJ _{th}	4,66	7,83	9,17	10,67	12,20	13,79	15,16	16,53	17,53	18,52
Steinkohle	€/2005/GJ _{th}	2,10	3,91	4,59	5,33	6,10	6,89	7,72	8,54	9,20	9,85
Braunkohle (heimisch)	€/2005/GJ _{th}	1,05	1,12	1,20	1,25	1,30	1,37	1,44	1,50	1,58	1,65
<i>mit CO₂-Aufschlag</i>											
Erdgas	€/2005/GJ _{th}	4,66	9,18	10,97	12,86	14,73	16,60	18,25	19,90	21,17	22,45
Steinkohle	€/2005/GJ _{th}	2,10	6,16	7,59	8,99	10,33	11,58	12,88	14,17	15,30	16,42
Braunkohle (heimisch)	€/2005/GJ _{th}	1,05	3,82	4,80	5,64	6,36	7,00	7,62	8,25	8,89	9,53
Preispfad AC (Brennstoffpreispfad B, CO₂-Aufschlag Pfad B)											
<i>ohne CO₂-Aufschlag</i>											
Erdgas	€/2005/GJ _{th}	4,66	6,92	7,65	8,43	9,22	9,99	10,63	11,26	11,68	12,10
Steinkohle	€/2005/GJ _{th}	2,10	3,46	3,82	4,22	4,61	5,00	5,32	5,63	5,84	6,05
Braunkohle (heimisch)	€/2005/GJ _{th}	1,05	1,12	1,17	1,22	1,27	1,32	1,37	1,41	1,46	1,50
<i>mit CO₂-Aufschlag</i>											
Erdgas	€/2005/GJ _{th}	4,66	8,04	9,05	10,11	11,07	11,95	12,73	13,50	14,06	14,63
Steinkohle	€/2005/GJ _{th}	2,10	5,34	6,17	7,04	7,71	8,29	8,84	9,39	9,83	10,28
Braunkohle (heimisch)	€/2005/GJ _{th}	1,05	3,37	3,98	4,60	4,98	5,26	5,58	5,91	6,24	6,56
Preispfad AC (Brennstoffpreispfad A, CO₂-Aufschlag Pfad C)											
Erdgas	€/2005/GJ _{th}	4,66	8,67	10,18	11,79	13,41	15,08	16,53	17,99	19,04	20,09
Steinkohle	€/2005/GJ _{th}	2,10	5,32	6,28	7,21	8,12	9,05	10,02	10,98	11,73	12,48
Braunkohle (heimisch)	€/2005/GJ _{th}	1,05	2,81	3,23	3,50	3,72	3,96	4,19	4,43	4,61	4,80
Preispfad CA (Brennstoffpreispfad C, CO₂-Aufschlag Pfad A)											
Erdgas	€/2005/GJ _{th}	4,66	7,61	8,33	9,00	9,70	10,32	10,89	11,46	11,95	12,44
Steinkohle	€/2005/GJ _{th}	2,10	5,28	6,17	6,96	7,71	8,34	8,96	9,58	10,15	10,72
Braunkohle (heimisch)	€/2005/GJ _{th}	1,05	3,81	4,74	5,56	6,28	6,88	7,48	8,08	8,67	9,27
Preispfad AC (Brennstoffpreispfad C, CO₂-Aufschlag Pfad C)											
<i>ohne CO₂-Aufschlag</i>											
Erdgas	€/2005/GJ _{th}	4,66	6,26	6,53	6,81	7,17	7,51	7,80	8,09	8,30	8,51
Steinkohle	€/2005/GJ _{th}	2,10	3,03	3,17	3,30	3,48	3,65	3,80	3,95	4,05	4,15
Braunkohle (heimisch)	€/2005/GJ _{th}	1,05	1,11	1,14	1,17	1,22	1,25	1,29	1,33	1,36	1,39
<i>mit CO₂-Aufschlag</i>											
Erdgas	€/2005/GJ _{th}	4,66	7,10	7,54	7,93	8,38	8,80	9,17	9,55	9,82	10,08
Steinkohle	€/2005/GJ _{th}	2,10	4,44	4,86	5,18	5,50	5,81	6,10	6,39	6,59	6,78
Braunkohle (heimisch)	€/2005/GJ _{thw}	1,05	2,80	3,17	3,42	3,64	3,84	4,05	4,26	4,40	4,54

Quelle: eigene Darstellung

Tab. 13-2 Stromgestehungskosten fossiler Kraftwerke ohne/mit CCS bei verschiedenen Energieträger- und CO₂-Preispfaden (deutlich/sehr niedrig) und (sehr niedrig/deutlich)

Erdgas (GuD)	2010	2020	2030	2040	2050	2010	2020	2030	2040	2050
Pfad A/C, ohne CCS						Pfad C/A, ohne CCS				
Investition	0,61	0,63	0,68	0,79	0,87	0,61	0,63	0,68	0,79	0,87
Betrieb, Wartung	0,61	0,69	0,74	0,81	0,89	0,61	0,69	0,74	0,81	0,89
Brennstoff	4,78	6,40	8,14	9,60	10,75	3,82	4,09	4,43	4,70	4,94
CO ₂ -Aufschlag	0,51	0,67	0,76	0,85	0,91	0,82	1,31	1,66	1,95	2,28
Summe	6,50	8,40	10,33	12,05	13,43	5,85	6,72	7,52	8,25	8,99
Pfad A/C, mit CCS						Pfad C/A, mit CCS				
Investition		1,43	1,54	1,48	1,63		1,43	1,54	1,48	1,63
Betrieb, Wartung		1,09	1,18	1,27	1,39		1,09	1,18	1,27	1,39
Brennstoff		7,53	9,55	10,82	12,12		4,81	5,20	5,30	5,57
CO ₂ -Aufschlag		0,10	0,11	0,08	0,08		0,19	0,23	0,18	0,21
Transport, Lagerung		0,20	0,20	0,18	0,18		0,20	0,20	0,18	0,18
Summe		10,35	12,57	13,83	15,41		7,71	8,35	8,40	8,98
Differenz ohne/mit CCS		1,95	2,24	1,78	1,98		0,99	0,83	0,15	0,00
Steinkohle (Dampf)	2010	2020	2030	2040	2050	2010	2020	2030	2040	2050
Pfad A/C, ohne CCS						Pfad C/A, ohne CCS				
Investition	1,39	1,51	1,54	1,78	1,96	1,39	1,51	1,54	1,78	1,96
Betrieb, Wartung	0,86	0,98	1,05	1,14	1,25	0,86	0,98	1,05	1,14	1,25
Brennstoff	2,99	3,92	4,91	5,91	6,82	2,32	2,42	2,60	2,73	2,87
CO ₂ -Aufschlag	1,08	1,38	1,54	1,69	1,82	1,73	2,69	3,35	3,90	4,55
Summe	6,33	7,78	9,04	10,52	11,85	6,30	7,60	8,54	9,56	10,64
Pfad A/C, mit CCS						Pfad C/A, mit CCS				
Investition		2,77	2,90	3,17	3,49		2,77	2,90	3,17	3,49
Betrieb, Wartung		1,63	1,75	1,87	2,06		1,63	1,75	1,87	2,06
Brennstoff		4,80	5,98	6,99	8,06		2,97	3,17	3,23	3,40
CO ₂ -Aufschlag		0,20	0,22	0,18	0,19		0,40	0,49	0,41	0,48
Transport, Lagerung		0,40	0,40	0,36	0,36		0,40	0,40	0,36	0,36
Summe		9,80	11,26	12,57	14,16		8,17	8,71	9,05	9,79
Differenz ohne/mit CCS		2,02	2,22	2,04	2,31		0,57	0,17	-0,51	-0,85
Steinkohle (IGCC)	2010	2020	2030	2040	2050	2010	2020	2030	2040	2050
Pfad A/C, ohne CCS						Pfad C/A, ohne CCS				
Investition	2,09	2,06	2,01	2,18	2,28	2,09	2,06	2,01	2,18	2,28
Betrieb, Wartung	0,94	1,07	1,09	1,24	1,30	0,94	1,07	1,09	1,24	1,30
Brennstoff	2,93	3,84	4,31	5,69	6,13	2,27	2,38	2,46	2,63	2,70
CO ₂ -Aufschlag	1,06	1,35	1,42	1,63	1,69	1,69	2,64	2,98	3,76	4,07
Summe	7,02	8,32	8,83	10,74	11,40	7,00	8,15	8,54	9,81	10,35
Pfad A/C, mit CCS						Pfad C/A, mit CCS				
Investition		3,17	3,25	3,37	3,71		3,17	3,25	3,37	3,71
Betrieb, Wartung		1,72	1,86	1,97	2,17		1,72	1,86	1,97	2,17
Brennstoff		4,57	5,64	6,68	7,71		2,83	2,99	3,09	3,25
CO ₂ -Aufschlag		0,19	0,21	0,17	0,19		0,38	0,46	0,40	0,46
Transport, Lagerung		0,40	0,40	0,36	0,36		0,40	0,40	0,36	0,36
Summe		10,05	11,35	12,56	14,13		8,50	8,95	9,19	9,95
Differenz ohne/mit CCS		1,73	2,52	1,82	2,73		0,35	0,41	-0,62	-0,40
Braunkohle (Dampf)	2010	2020	2030	2040	2050	2010	2020	2030	2040	2050
Pfad A/C, ohne CCS						Pfad C/A, ohne CCS				
Investition	1,64	1,74	1,81	2,08	2,29	1,64	1,74	1,81	2,08	2,29
Betrieb, Wartung	1,01	1,13	1,24	1,33	1,46	1,01	1,13	1,24	1,33	1,46
Brennstoff	0,90	0,98	1,04	1,10	1,19	0,89	0,92	0,95	0,98	1,00
CO ₂ -Aufschlag	1,35	1,76	1,96	2,15	2,27	2,16	3,43	4,26	4,96	5,67
Summe	4,89	5,62	6,05	6,66	7,21	5,70	7,23	8,26	9,34	10,42
Pfad A/C, mit CCS						Pfad C/A, mit CCS				
Investition		3,22	3,40	3,70	4,08		3,22	3,40	3,70	4,08
Betrieb, Wartung		1,88	2,05	2,19	2,41		1,88	2,05	2,19	2,41
Brennstoff		1,32	1,39	1,38	1,49		1,24	1,27	1,23	1,25
CO ₂ -Aufschlag		0,29	0,31	0,27	0,28		0,56	0,68	0,62	0,71
Transport, Lagerung		0,40	0,40	0,36	0,36		0,40	0,40	0,36	0,36
Summe		7,11	7,55	7,90	8,61		7,30	7,80	8,10	8,80
Differenz ohne/mit CCS		1,49	1,50	1,24	1,40		0,07	-0,46	-1,25	-1,62
Alle Angaben in ct/kWh _{el} Erster Buchstabe: Energieträger-Preispfad / Zweiter Buchstabe: CO ₂ -Preispfad A = deutlich, C = sehr niedrig										

Quelle: eigene Darstellung

Tab. 13-3 Zukünftige Kostenentwicklung der stromerzeugenden erneuerbaren Energietechnologien (Neuanlagen) und des Mittelwerts des gesamten EE-Mixes (mit, ohne Fotovoltaik)

	gesamt	Wind offshore ^{a)}	onshore ^{b)}	Wasser	Foto- voltaik	Geo- thermie	Strom- import	Feste Biomasse	Biogase	Mittelwert	Mittelwert ohne FV
2000	0,094		0,094	0,047	0,735			0,100	0,105	0,105	0,097
2001	0,093		0,093	0,047	0,690			0,100	0,105	0,102	0,094
2002	0,091		0,091	0,047	0,649			0,100	0,114	0,099	0,093
2003	0,090		0,090	0,056	0,606			0,100	0,120	0,100	0,093
2004	0,088		0,088	0,057	0,568			0,100	0,127	0,108	0,093
2005	0,088		0,088	0,059	0,535	0,706		0,100	0,130	0,113	0,093
2006	0,087		0,087	0,066	0,502	0,703		0,100	0,129	0,117	0,093
2007	0,086	0,166	0,086	0,065	0,462	0,471		0,101	0,128	0,114	0,091
2008	0,086	0,166	0,085	0,066	0,426	0,390		0,104	0,127	0,117	0,093
2009	0,089	0,159	0,085	0,063	0,390	0,284		0,103	0,124	0,120	0,094
2010	0,092	0,147	0,084	0,062	0,354	0,211		0,105	0,123	0,121	0,096
2011	0,094	0,140	0,083	0,065	0,319	0,192		0,106	0,121	0,122	0,098
2012	0,098	0,132	0,081	0,067	0,289	0,172		0,107	0,119	0,122	0,100
2013	0,100	0,125	0,080	0,068	0,258	0,160		0,107	0,118	0,120	0,100
2014	0,098	0,118	0,078	0,070	0,235	0,148		0,106	0,117	0,116	0,099
2015	0,094	0,111	0,077	0,071	0,212	0,135		0,106	0,115	0,111	0,096
2016	0,089	0,103	0,075	0,071	0,189	0,107		0,106	0,113	0,106	0,093
2017	0,086	0,098	0,074	0,071	0,172	0,097		0,107	0,111	0,102	0,091
2018	0,083	0,093	0,072	0,071	0,155	0,075	0,087	0,106	0,108	0,097	0,088
2019	0,079	0,087	0,071	0,071	0,143	0,068	0,084	0,103	0,106	0,092	0,085
2020	0,076	0,082	0,069	0,070	0,137	0,060	0,082	0,099	0,103	0,089	0,082
2030	0,065	0,068	0,062	0,071	0,106	0,049	0,072	0,092	0,097	0,074	0,070
2040	0,058	0,058	0,058	0,069	0,097	0,050	0,064	0,082	0,090	0,065	0,062
2050	0,053	0,052	0,054	0,067	0,092	0,051	0,061	0,070	0,083	0,060	0,057

Alle Angaben in EUR₂₀₀₅/kWh_{el}

^{a)} 5 MW Klasse, 30 m Tiefe, einschließlich Netzanbindung, ohne Netzausbau

^{b)} für Zubau erst ab 2001; FV = Fotovoltaik

Quelle: eigene Darstellung

13.2 Anhang 2: Eckdaten der Varianten 1-6 des Szenarios CCS-EE/KWK (Kapitel 10)

Tab. 13-4 Eckdaten der Szenariovariante „Maximal - Theoretisch“

Szenariovariante:		Maximal - Theoretisch					
CCS-Anteile Neuanlagen		KOND =	1,00	HKW =	1,00		
CCS-Anteile Nachrüstung		KOND =	1,00	HKW =	1,00		
Leistung von Kraftwerken mit CO ₂ -Rückhaltung ⁺⁺⁾ , ab 2021 mit EE-Daten 2007							
GW							
	neu bis	neu ab 2020					
Jahr	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
				*)	*)	*)	**)
Kondensationskraftwerke	20,27	5,60	7,76	11,67	15,57	17,74	19,91
- Steinkohle/Übr. feste B.	10,82	3,09	4,18	6,63	9,08	10,52	11,96
- Braunkohle	6,32	2,52	3,58	4,10	4,61	5,34	6,07
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	3,14	0,00	0,00	0,94	1,88	1,88	1,88
- Kernenergie	0,00						
Öffentliche Heizkraftwerke	5,46	1,79	2,89	5,69	8,49	10,29	12,08
- HKW Braunkohle	0,33	0,00	0,35	0,74	1,13	2,17	3,20
- HKW (Steinkohle, Müll)	4,49	1,43	2,18	3,98	5,78	6,47	7,17
- HKW (Erdgas + Öl)	0,64	0,36	0,36	0,97	1,58	1,65	1,71
Nahwärme + Objekte	2,98						
- BHKW(Gas;Öl)	0,66						
- BHKW (Biomasse)	2,32						
Industrielle Kraft-Wärme-Kopplung	5,56	1,44	3,32	5,05	6,79	7,79	8,79
- HKW (Steinkohle)	1,40	1,08	2,18	3,15	4,13	4,85	5,58
- HKW (Erdgas, Öl)	0,51	0,36	1,14	1,90	2,66	2,94	3,21
- BHKW (Erdgas, Öl)	0,74						
- BHKW (Biomasse)	2,91						
Regenerativ (ohne Biomasse)	52,99						
- Laufwasser(+ Zulauf zu Speicher)	1,61						
- Wind (20 a)	33,45						
- Photovoltaik (30a)	16,92						
- Geothermie	0,28						
- Import SOT	0,73						
- Import andere REG	0,00						
Gesamte CCS-Neukraftwerke ab 2021:	87,26	8,83	13,97	22,41	30,85	35,81	40,78
- Steinkohle/Übr. feste B.	16,71	5,60	8,53	13,76	18,98	21,84	24,70
- Braunkohle	6,65	2,52	3,93	4,84	5,74	7,50	9,27
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	5,69	0,72	1,50	3,81	6,12	6,47	6,81
- Summe fossil	29,05						
- nuklear	0,00						
- regenerativ	58,21						
davon HKW mit CCS (ab 2021)	7,37	3,23	6,21	10,74	15,28	18,07	20,87
HKW Braunkohle	0,33	0,00	0,35	0,74	1,13	2,17	3,20
HKW Steinkohle	5,89	2,51	4,36	7,13	9,90	11,32	12,74
HKW Erdgas	1,15	0,72	1,50	2,87	4,24	4,59	4,93
Erforderliche Zusatzleistung für CCS (prop. Brennstoffmehrbedarf)		2,09	3,29	5,07	6,85	8,07	9,28
- Steinkohle/Übrige feste Brennstoffe		1,16	1,77	2,85	3,94	4,53	5,12
- Braunkohle		0,80	1,26	1,55	1,83	2,40	2,96
- Erdgas/Öl/übrig.Gase		0,13	0,26	0,67	1,08	1,14	1,20

⁺⁺⁾ ohne Zusatzleistung wegen Wirkungsgradverminderung bei CCS

^{*)} einschl. Nachrüstung der zwischen 2011 und 2020 erstellten Nicht-CCS-Anlagen zwischen 2031 und 2050

^{**)} einschließlich Neuanlagen der 2. Generation (Ersatz der bis 2010 erstellten Anlagen) in 2050

Nutzbare Stromerzeugung mit CCS-Kraftwerken							
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Vollaststunden Kond KW, h/a							
- Steinkohle/Übr. feste B.	5.250	5.100	5.100	5.000	4.900	4.550	4.200
- Braunkohle	7.300	7.200	7.100	6.800	6.500	6.350	6.200
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	3.600	3.500	3.200	3.100	3.000	2.500	2.000
Stromerzeugung, Kond-KW; TWh/a	0,0	33,9	46,8	63,9	80,1	86,5	91,6
- Steinkohle/Übr. feste B.	0	15,8	21,3	33,1	44,5	47,9	50,2
- Braunkohle	0	18,1	25,5	27,9	30,0	33,9	37,6
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	0,0	0,0	2,9	5,6	4,7	3,8
Vollastst. öffentl. KWK, h/a							
- Steinkohle/Übr. feste B.	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.505	2.410
- Braunkohle	2.800	2.800	2.800	2.750	2.700	2.600	2.500
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	3.350	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500
Stromerzeugung, öffentl. KWK; TWh/a		5,0	7,9	15,8	23,6	27,6	31,3
- Steinkohle/Übr. feste B.	0	3,7	5,7	10,3	15,0	16,2	17,3
- Braunkohle	0	0,0	1,0	2,0	3,1	5,6	8,0
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	1,3	1,3	3,4	5,5	5,8	6,0
Vollastst. industr. KWK, h/a							
- Steinkohle/Übr. feste B.	3.000	2.800	2.700	2.650	2.600	2.600	2.600
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	2.900	3.000	3.000	2.900	2.800	2.800	2.800
Stromerzeugung, ind. KWK; TWh/a		4,1	9,3	13,9	18,2	20,8	23,5
- Steinkohle/Übr. feste B.	0	3,0	5,9	8,4	10,7	12,6	14,5
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	1,1	3,4	5,5	7,4	8,2	9,0
Stromerzeugung gesamt, TWh/a	0,0	42,9	64,0	93,6	121,9	134,9	146,4
- Steinkohle /Übr. feste B.	0	22,5	32,8	51,8	70,2	76,7	82,0
- Braunkohle	0	18,1	26,4	29,9	33,0	39,5	45,6
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	2,3	4,7	11,8	18,6	18,7	18,8
Mittlere Auslastung, h/a		4.861	4.579	4.175	3.951	3.767	3.589
Anteil an ges. Stromerzeugung; %:		7,2	10,7	15,3	19,9	21,5	23,1

CO ₂ -Rückhaltung: Emissionsminderung (Mio. t/a) und Brennstoffmehrbedarf (PJ/a)										
Szenario 2008 - D (Kohle + CCS)	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
zusätzl. Emissionsminderung										
- Steinkohle/Übr. feste B.	0,0	0,0	0,0	0,0	13,0	19,0	30,0	40,6	44,4	47,4
- Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	12,8	18,7	21,2	23,4	28,0	32,3
- Erdgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,7	1,3	3,4	5,4	5,4	5,4
Insgesamt	0,0	0,0	0,0	0,0	26,5	39,1	54,5	69,3	77,7	85,1
CO₂-Emissionen ohne CCS	309	305	296	296	269	226	188	150	123	95,6
CO₂-Emissionen mit CCS	309	305	296	296	243	187	134	80,4	45,0	10,5
Minderungsfaktoren (g/kWh_{el}) gegenüber Referenzkraftwerk										
	Brennst. g/kWh _{th}			nur direkte Emiss. g/kWh _{el}	ohne CCS	produz. mit CCS	Abscheid. grad	emitt. mit CCS	abzuscheiden	Minderung
- Steinkohle	338				682	865	0,88	104	761	578
- Braunkohle	403				849	1176	0,88	141	1035	708
- Erdgas	202				337	417	0,88	50	367	287
Mehrbedarf an Primärenergie										
- Steinkohle/Übr. feste B.				0,0	34	50	78	106	116	124
- Braunkohle				0,0	44	64	72	80	96	110
- Erdgas				0,0	2	5	13	20	20	20
Insgesamt				0,0	80	118	163	206	231	254
Mehrbedarf gegenüber Referenzkraftwerk										
	Eta ohne CCS			Eta mit CCS	Brennstoffbedarf PJ th/PJ el REF	CCS			Mehrbedarf absolut	Mehrbedarf relativ
- Steinkohle	0,495			0,410	2,020	2,439			0,4188	1,207
- Braunkohle	0,475			0,360	2,105	2,778			0,6725	1,319
- Erdgas	0,600			0,510	1,667	1,961			0,2941	1,176
CO₂-Abscheidemenge										
- Steinkohle/Übr. feste B.				0,0	17,1	25,0	39,5	53,5	58,4	62,4
- Braunkohle				0,0	18,7	27,4	30,9	34,2	40,9	47,2
- Erdgas				0,0	0,9	1,7	4,3	6,8	6,9	6,9
Insgesamt				0,0	36,7	54,1	74,7	94,5	106,1	116,5

Quelle: eigene Darstellung

Tab. 13-5 Eckdaten der Szenariovariante „Maximal-Realistisch“

Szenariovariante:		Maximal - Realistisch					
CCS-Anteile Neuanlagen		KOND =	1,00	HKW =	0,65		
CCS-Anteile Nachrüstung		KOND =	0,75	HKW =	0,35		
Leistung von Kraftwerken mit CO ₂ -Rückhaltung ⁺⁺ , ab 2021 mit EE-Daten 2007							
GW							
	neu bis	neu ab 2020					
Jahr	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
				*)	*)	*)	**)
Kondensationskraftwerke	20,27	5,60	7,76	10,36	12,96	15,53	18,11
- Steinkohle/Übr. feste B.	10,82	3,09	4,18	5,91	7,64	8,90	10,16
- Braunkohle	6,32	2,52	3,58	3,74	3,90	4,98	6,07
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	3,14	0,00	0,00	0,71	1,41	1,65	1,88
- Kernenergie	0,00						
Öffentliche Heizkraftwerke	5,46	1,17	1,88	3,16	4,45	5,48	6,51
- HKW Braunkohle	0,33	0,00	0,23	0,44	0,66	1,32	1,98
- HKW (Steinkohle, Müll)	4,49	0,93	1,41	2,12	2,82	3,16	3,50
- HKW (Erdgas + Öl)	0,64	0,23	0,23	0,60	0,96	1,00	1,03
Nahwärme + Objekte	2,98						
- BHKW(Gas;Öl)	0,66						
- BHKW (Biomasse)	2,32						
Industrielle Kraft-Wärme-Kopplung	5,56	0,93	2,16	3,10	4,04	4,65	5,25
- HKW (Steinkohle)	1,40	0,70	1,42	1,93	2,43	2,87	3,32
- HKW (Erdgas, Öl)	0,51	0,23	0,74	1,17	1,61	1,77	1,94
- BHKW (Erdgas, Öl)	0,74						
- BHKW (Biomasse)	2,91						
Regenerativ (ohne Biomasse)	52,99						
- Laufwasser(+ Zulauf zu Speicher)	1,61						
- Wind (20 a)	33,45						
- Photovoltaik (30a)	16,92						
- Geothermie	0,28						
- Import SOT	0,73						
- Import andere REG	0,00						
Gesamte CCS-Neukraftwerke ab 2021:	87,26	7,70	11,80	16,62	21,44	25,66	29,87
- Steinkohle/Übr. feste B.	16,71	4,72	7,01	9,95	12,90	14,93	16,97
- Braunkohle	6,65	2,52	3,81	4,19	4,56	6,31	8,05
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	5,69	0,47	0,98	2,48	3,98	4,42	4,85
- Summe fossil	29,05						
- nuklear	0,00						
- regenerativ	58,21						
davon HKW mit CCS (ab 2021)	7,37	2,10	4,04	6,26	8,49	10,13	11,76
HKW Braunkohle	0,33	0,00	0,23	0,44	0,66	1,32	1,98
HKW Steinkohle	5,89	1,63	2,83	4,05	5,26	6,03	6,81
HKW Erdgas	1,15	0,47	0,98	1,77	2,57	2,77	2,97
Erforderliche Zusatzleistung für CCS (prop. Brennstoffmehrabbedarf)		1,86	2,84	3,84	4,83	5,89	6,95
- Steinkohle/Übrige feste Brennstoffe		0,98	1,45	2,06	2,67	3,10	3,52
- Braunkohle		0,80	1,22	1,34	1,46	2,01	2,57
- Erdgas/Öl/übrig.Gase		0,08	0,17	0,44	0,70	0,78	0,86

++) ohne Zusatzleistung wegen Wirkungsgradverminderung bei CCS

*) einschl.Nachrüstung der zwischen 2011 und 2020 erstellten Nicht-CCS-Anlagen zwischen 2031 und 2050

**) einschließlich Neuanlagen der 2. Generation (Ersatz der bis 2010 erstellten Anlagen) in 2050

Nutzbare Stromerzeugung mit CCS-Kraftwerken							
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Vollaststunden Kond KW, h/a							
- Steinkohle/Übr. feste B.	5.250	5.100	5.100	5.000	4.900	4.550	4.200
- Braunkohle	7.300	7.200	7.100	6.800	6.500	6.350	6.200
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	3.600	3.500	3.200	3.100	3.000	2.500	2.000
Stromerzeugung, Kond-KW; TWh/a	0,0	33,9	46,8	57,2	67,1	76,3	84,0
- Steinkohle/Übr. feste B.	0	15,8	21,3	29,5	37,4	40,5	42,7
- Braunkohle	0	18,1	25,5	25,5	25,4	31,7	37,6
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	0,0	0,0	2,2	4,2	4,1	3,8
Vollastst. öffentl. KWK, h/a							
- Steinkohle/Übr. feste B.	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.505	2.410
- Braunkohle	2.800	2.800	2.800	2.750	2.700	2.600	2.500
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	3.350	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500
Stromerzeugung, öffentl. KWK; TWh/a		3,2	5,1	8,8	12,5	14,8	17,0
- Steinkohle/Übr. feste B.	0	2,4	3,7	5,5	7,3	7,9	8,4
- Braunkohle	0	0,0	0,6	1,2	1,8	3,4	5,0
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	0,8	0,8	2,1	3,4	3,5	3,6
Vollastst. industr. KWK, h/a							
- Steinkohle/Übr. feste B.	3.000	2.800	2.700	2.650	2.600	2.600	2.600
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	2.900	3.000	3.000	2.900	2.800	2.800	2.800
Stromerzeugung, ind. KWK; TWh/a		2,7	6,1	8,5	10,8	12,4	14,0
- Steinkohle/Übr. feste B.	0	2,0	3,8	5,1	6,3	7,5	8,6
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	0,7	2,2	3,4	4,5	5,0	5,4
Stromerzeugung gesamt, TWh/a	0,0	39,8	57,9	74,5	90,4	103,5	115,1
- Steinkohle/Übr. feste B.	0	20,1	28,8	40,2	51,1	55,9	59,7
- Braunkohle	0	18,1	26,1	26,7	27,2	35,1	42,6
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	1,5	3,0	7,7	12,1	12,6	12,8
Mittlere Auslastung, h/a		5.162	4.911	4.484	4.214	4.036	3.853
Anteil an ges. Stromerzeugung; %:		6,7	9,7	12,2	14,8	16,5	18,1

CO ₂ -Rückhaltung: Emissionsminderung (Mio. t/a) und Brennstoffmehrbedarf (PJ/a)										
Szenario 2008 - D (Kohle + CCS)	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
zusätzl. Emissionsminderung										
- Steinkohle/Übr. feste B.	0,0	0,0	0,0	0,0	11,6	16,7	23,2	29,6	32,3	34,5
- Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	12,8	18,5	18,9	19,2	24,8	30,1
- Erdgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,4	0,9	2,2	3,5	3,6	3,7
Insgesamt	0,0	0,0	0,0	0,0	24,9	36,0	44,3	52,3	60,8	68,3
CO₂-Emissionen ohne CCS	309	305	296	296	269	226	188	150	123	95,6
CO₂-Emissionen mit CCS	309	305	296	296	244	190	144	97,5	61,9	27,3
Minderungsfaktoren (g/kWh_{el}) gegenüber Referenzkraftwerk										
		Brennst.		nur	ohne	produz.	Abscheid.	emitt.	abzu-	Minder-
		g/kWh _{th}		direkte	CCS	mit CCS	grad	mit CCS	scheiden	ung
- Steinkohle		338		Emiss.	682	865	0,88	104	761	578
- Braunkohle		403		g/kWh _{el}	849	1176	0,88	141	1035	708
- Erdgas		202			337	417	0,88	50	367	287
Mehrbedarf an Primärenergie										
- Steinkohle/Übr. feste B.				0,0	30	43	61	77	84	90
- Braunkohle				0,0	44	63	65	66	85	103
- Erdgas				0,0	2	3	8	13	13	14
Insgesamt				0,0	76	110	133	156	183	207
Mehrbedarf gegenüber Referenzkraftwerk		Eta ohne CCS	Eta mit CCS		Brennstoffbedarf PJ th/PJ el				Mehrbedarf	
					REF	CCS			absolut	relativ
- Steinkohle		0,495	0,410		2,020	2,439			0,4188	1,207
- Braunkohle		0,475	0,360		2,105	2,778			0,6725	1,319
- Erdgas		0,600	0,510		1,667	1,961			0,2941	1,176
CO₂-Abscheidemenge										
- Steinkohle/Übr. feste B.				0,0	15,3	21,9	30,6	38,9	42,5	45,4
- Braunkohle				0,0	18,7	27,0	27,6	28,1	36,3	44,1
- Erdgas				0,0	0,6	1,1	2,8	4,4	4,6	4,7
Insgesamt				0,0	34,6	50,0	61,0	71,4	83,5	94,2

Quelle: eigene Darstellung

Tab. 13-6 Eckdaten der Szenariovariante „Maximal-Neu“

Szenariovariante:		Maximal - Neu					
CCS-Anteile Neuanlagen		KOND =	1,00	HKW =	0,75		
CCS-Anteile Nachrüstung		KOND =	0,00	HKW =	0,00		
Leistung von Kraftwerken mit CO ₂ -Rückhaltung ⁺⁺ , ab 2021 mit EE-Daten 2007							
GW							
	neu bis	neu ab 2020					
Jahr	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
				*)	*)	*)	**)
Kondensationskraftwerke	20,27	5,60	7,76	6,44	5,11	8,91	12,71
- Steinkohle/Übr. feste B.	10,82	3,09	4,18	3,75	3,32	4,04	4,76
- Braunkohle	6,32	2,52	3,58	2,69	1,79	3,93	6,07
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	3,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,94	1,88
- Kernenergie	0,00						
Öffentliche Heizkraftwerke	5,46	1,34	2,16	2,92	3,69	4,70	5,71
- HKW Braunkohle	0,33	0,00	0,26	0,46	0,66	1,41	2,16
- HKW (Steinkohle, Müll)	4,49	1,07	1,63	1,82	2,01	2,24	2,47
- HKW (Erdgas + Öl)	0,64	0,27	0,27	0,64	1,02	1,05	1,08
Nahwärme + Objekte	2,98						
- BHKW(Gas;Öl)	0,66						
- BHKW (Biomasse)	2,32						
Industrielle Kraft-Wärme-Kopplung	5,56	1,08	2,49	3,33	4,17	4,80	5,44
- HKW (Steinkohle)	1,40	0,81	1,64	2,06	2,48	2,94	3,41
- HKW (Erdgas, Öl)	0,51	0,27	0,86	1,27	1,69	1,86	2,03
- BHKW (Erdgas, Öl)	0,74						
- BHKW (Biomasse)	2,91						
Regenerativ (ohne Biomasse)	52,99						
- Laufwasser(+ Zulauf zu Speicher)	1,61						
- Wind (20 a)	33,45						
- Photovoltaik (30a)	16,92						
- Geothermie	0,28						
- Import SOT	0,73						
- Import andere REG	0,00						
Gesamte CCS-Neukraftwerke ab 2021:	87,26	8,03	12,42	12,69	12,96	18,41	23,85
- Steinkohle/Übr. feste B.	16,71	4,97	7,44	7,62	7,80	9,22	10,64
- Braunkohle	6,65	2,52	3,85	3,15	2,45	5,34	8,23
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	5,69	0,54	1,13	1,92	2,71	3,85	4,99
- Summe fossil	29,05						
- nuklear	0,00						
- regenerativ	58,21						
davon HKW mit CCS (ab 2021)	7,37	2,42	4,66	6,25	7,85	9,50	11,15
HKW Braunkohle	0,33	0,00	0,26	0,46	0,66	1,41	2,16
HKW Steinkohle	5,89	1,88	3,27	3,87	4,48	5,18	5,88
HKW Erdgas	1,15	0,54	1,13	1,92	2,71	2,91	3,11
Erforderliche Zusatzleistung für CCS (prop. Brennstoffmehrabbedarf)		1,93	2,97	2,92	2,88	4,30	5,71
- Steinkohle/Übrige feste Brennstoffe		1,03	1,54	1,58	1,62	1,91	2,21
- Braunkohle		0,80	1,23	1,01	0,78	1,70	2,63
- Erdgas/Öl/übrig.Gase		0,09	0,20	0,34	0,48	0,68	0,88

++) ohne Zusatzleistung wegen Wirkungsgradverminderung bei CCS

*) einschl.Nachrüstung der zwischen 2011 und 2020 erstellten Nicht-CCS-Anlagen zwischen 2031 und 2050

**) einschließlich Neuanlagen der 2. Generation (Ersatz der bis 2010 erstellten Anlagen) in 2050

Nutzbare Stromerzeugung mit CCS-Kraftwerken							
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Vollaststunden Kond KW, h/a							
- Steinkohle/Übr. feste B.	5.250	5.100	5.100	5.000	4.900	4.550	4.200
- Braunkohle	7.300	7.200	7.100	6.800	6.500	6.350	6.200
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	3.600	3.500	3.200	3.100	3.000	2.500	2.000
Stromerzeugung, Kond-KW; TWh/a	0,0	33,9	46,8	37,0	27,9	45,7	61,4
- Steinkohle/Übr. feste B.	0	15,8	21,3	18,7	16,3	18,4	20,0
- Braunkohle	0	18,1	25,5	18,3	11,6	24,9	37,6
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	0,0	0,0	0,0	0,0	2,4	3,8
Vollastst. öffentl. KWK, h/a							
- Steinkohle/Übr. feste B.	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.505	2.410
- Braunkohle	2.800	2.800	2.800	2.750	2.700	2.600	2.500
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	3.350	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500
Stromerzeugung, öffentl. KWK; TWh/a		3,7	5,9	8,3	10,6	12,9	15,1
- Steinkohle/Übr. feste B.	0	2,8	4,2	4,7	5,2	5,6	5,9
- Braunkohle	0	0,0	0,7	1,3	1,8	3,7	5,4
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	0,9	0,9	2,3	3,6	3,7	3,8
Vollastst. industr. KWK, h/a							
- Steinkohle/Übr. feste B.	3.000	2.800	2.700	2.650	2.600	2.600	2.600
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	2.900	3.000	3.000	2.900	2.800	2.800	2.800
Stromerzeugung, ind. KWK; TWh/a		3,1	7,0	9,1	11,2	12,9	14,6
- Steinkohle/Übr. feste B.	0	2,3	4,4	5,4	6,4	7,6	8,9
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	0,8	2,6	3,7	4,7	5,2	5,7
Stromerzeugung gesamt, TWh/a	0,0	40,7	59,7	54,4	49,6	71,5	91,0
- Steinkohle /Übr. feste B.	0	20,8	30,0	28,9	27,9	31,6	34,8
- Braunkohle	0	18,1	26,2	19,5	13,4	28,6	43,0
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	1,7	3,5	6,0	8,3	11,2	13,2
Mittlere Auslastung, h/a		5.068	4.804	4.288	3.829	3.883	3.816
Anteil an ges. Stromerzeugung; %:		6,8	10,0	9,1	8,1	11,2	14,3

CO ₂ -Rückhaltung: Emissionsminderung (Mio. t/a) und Brennstoffmehrbedarf (PJ/a)										
Szenario 2008 - D (Kohle + CCS)	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
zusätzl. Emissionsminderung										
- Steinkohle/Übr. feste B.	0,0	0,0	0,0	0,0	12,0	17,3	16,7	16,2	18,3	20,1
- Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	12,8	18,5	13,8	9,5	20,2	30,4
- Erdgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,5	1,0	1,7	2,4	3,2	3,8
Insgesamt	0,0	0,0	0,0	0,0	25,4	36,9	32,3	28,0	41,8	54,4
CO₂-Emissionen ohne CCS	309	305	296	296	269	226	188	150	123	95,6
CO₂-Emissionen mit CCS	309	305	296	296	244	190	156	121,8	80,9	41,2
Minderungsfaktoren (g/kWh_{el}) gegenüber Referenzkraftwerk										
		Brennst.		nur	ohne	produz.	Abscheid.	emitt.	abzu-	Minder-
		g/kWh _{th}		direkte	CCS	mit CCS	grad	mit CCS	scheiden	ung
- Steinkohle		338		Emiss.	682	865	0,88	104	761	578
- Braunkohle		403		g/kWh _{el}	849	1176	0,88	141	1035	708
- Erdgas		202			337	417	0,88	50	367	287
Mehrbedarf an Primärenergie										
- Steinkohle/Übr. feste B.				0,0	31	45	44	42	48	52
- Braunkohle				0,0	44	63	47	32	69	104
- Erdgas				0,0	2	4	6	9	12	14
Insgesamt				0,0	77	112	97	83	129	171
Mehrbedarf gegenüber Referenzkraftwerk		Eta ohne CCS	Eta mit CCS		Brennstoffbedarf PJ th/PJ el				Mehrbedarf	
					REF	CCS			absolut	relativ
- Steinkohle		0,495	0,410		2,020	2,439			0,4188	1,207
- Braunkohle		0,475	0,360		2,105	2,778			0,6725	1,319
- Erdgas		0,600	0,510		1,667	1,961			0,2941	1,176
CO₂-Abscheidemenge										
- Steinkohle/Übr. feste B.				0,0	15,8	22,8	22,0	21,3	24,1	26,5
- Braunkohle				0,0	18,7	27,1	20,2	13,9	29,6	44,5
- Erdgas				0,0	0,6	1,3	2,2	3,0	4,1	4,8
Insgesamt				0,0	35,2	51,2	44,4	38,2	57,8	75,8

Quelle: eigene Darstellung

Tab. 13-7 Eckdaten der Szenariovariante „Realistisch I“

Szenariovariante:		Realistisch I					
CCS-Anteile Neuanlagen		KOND = 0,75		HKW = 0,40			
CCS-Anteile Nachrüstung		KOND = 0,40		HKW = 0,20			
		Leistung von Kraftwerken mit CO ₂ -Rückhaltung ⁺⁺ , ab 2021 mit EE-Daten 2007					
		GW					
	neu bis	neu ab 2020					
Jahr	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
				*)	*)	*)	**)
Kondensationskraftwerke	20,27	4,20	5,82	6,92	8,02	10,21	12,41
- Steinkohle/Übr. feste B.	10,82	2,32	3,13	3,96	4,80	5,62	6,45
- Braunkohle	6,32	1,89	2,69	2,58	2,47	3,51	4,55
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	3,14	0,00	0,00	0,38	0,75	1,08	1,41
- Kernenergie	0,00						
Öffentliche Heizkraftwerke	5,46	0,72	1,15	1,92	2,68	3,31	3,94
- HKW Braunkohle	0,33	0,00	0,14	0,27	0,40	0,81	1,22
- HKW (Steinkohle, Müll)	4,49	0,57	0,87	1,28	1,69	1,89	2,09
- HKW (Erdgas + Öl)	0,64	0,14	0,14	0,37	0,59	0,61	0,63
Nahwärme + Objekte	2,98						
- BHKW(Gas;Öl)	0,66						
- BHKW (Biomasse)	2,32						
Industrielle Kraft-Wärme-Kopplung	5,56	0,57	1,33	1,90	2,47	2,84	3,21
- HKW (Steinkohle)	1,40	0,43	0,87	1,18	1,49	1,75	2,02
- HKW (Erdgas, Öl)	0,51	0,14	0,46	0,72	0,98	1,08	1,18
- BHKW (Erdgas, Öl)	0,74						
- BHKW (Biomasse)	2,91						
Regenerativ (ohne Biomasse)	52,99						
- Laufwasser(+ Zulauf zu Speicher)	1,61						
- Wind (20 a)	33,45						
- Photovoltaik (30a)	16,92						
- Geothermie	0,28						
- Import SOT	0,73						
- Import andere REG	0,00						
Gesamte CCS-Neukraftwerke ab 2021:	87,26	5,49	8,30	10,74	13,17	16,36	19,56
- Steinkohle/Übr. feste B.	16,71	3,32	4,88	6,42	7,97	9,27	10,57
- Braunkohle	6,65	1,89	2,83	2,85	2,87	4,32	5,77
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	5,69	0,29	0,60	1,46	2,32	2,78	3,23
- Summe fossil	29,05						
- nuklear	0,00						
- regenerativ	58,21						
davon HKW mit CCS (ab 2021)	7,37	1,29	2,48	3,82	5,15	6,15	7,15
HKW Braunkohle	0,33	0,00	0,14	0,27	0,40	0,81	1,22
HKW Steinkohle	5,89	1,00	1,74	2,46	3,18	3,65	4,12
HKW Erdgas	1,15	0,29	0,60	1,09	1,57	1,69	1,81
Erforderliche Zusatzleistung für CCS (prop. Brennstoffmehrabdarf)		1,34	2,02	2,50	2,98	3,79	4,60
- Steinkohle/Übrige feste Brennstoffe		0,69	1,01	1,33	1,65	1,92	2,19
- Braunkohle		0,60	0,90	0,91	0,92	1,38	1,84
- Erdgas/Öl/übrig.Gase		0,05	0,11	0,26	0,41	0,49	0,57

++) ohne Zusatzleistung wegen Wirkungsgradverminderung bei CCS

*) einschl.Nachrüstung der zwischen 2011 und 2020 erstellten Nicht-CCS-Anlagen zwischen 2031 und 2050

**) einschließlich Neuanlagen der 2. Generation (Ersatz der bis 2010 erstellten Anlagen) in 2050

Nutzbare Stromerzeugung mit CCS-Kraftwerken							
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Vollaststunden Kond KW, h/a							
- Steinkohle/Übr. feste B.	5.250	5.100	5.100	5.000	4.900	4.550	4.200
- Braunkohle	7.300	7.200	7.100	6.800	6.500	6.350	6.200
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	3.600	3.500	3.200	3.100	3.000	2.500	2.000
Stromerzeugung, Kond-KW; TWh/a	0,0	25,4	35,1	38,5	41,8	50,6	58,1
- Steinkohle/Übr. feste B.	0	11,8	16,0	19,8	23,5	25,6	27,1
- Braunkohle	0	13,6	19,1	17,5	16,1	22,3	28,2
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	0,0	0,0	1,2	2,3	2,7	2,8
Vollastst. öffentl. KWK, h/a							
- Steinkohle/Übr. feste B.	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.505	2.410
- Braunkohle	2.800	2.800	2.800	2.750	2.700	2.600	2.500
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	3.350	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500
Stromerzeugung, öffentl. KWK; TWh/a		2,0	3,2	5,4	7,5	9,0	10,3
- Steinkohle/Übr. feste B.	0	1,5	2,3	3,3	4,4	4,7	5,0
- Braunkohle	0	0,0	0,4	0,7	1,1	2,1	3,0
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	0,5	0,5	1,3	2,1	2,1	2,2
Vollastst. industr. KWK, h/a							
- Steinkohle/Übr. feste B.	3.000	2.800	2.700	2.650	2.600	2.600	2.600
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	2.900	3.000	3.000	2.900	2.800	2.800	2.800
Stromerzeugung, ind. KWK; TWh/a		1,6	3,7	5,2	6,6	7,6	8,6
- Steinkohle/Übr. feste B.	0	1,2	2,4	3,1	3,9	4,6	5,3
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	0,4	1,4	2,1	2,8	3,0	3,3
Stromerzeugung gesamt, TWh/a	0,0	29,0	41,9	49,1	56,0	67,1	77,0
- Steinkohle /Übr. feste B.	0	14,5	20,6	26,3	31,8	34,9	37,4
- Braunkohle	0	13,6	19,5	18,3	17,1	24,4	31,2
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	0,9	1,9	4,5	7,1	7,9	8,3
Mittlere Auslastung, h/a		5.283	5.051	4.573	4.250	4.104	3.936
Anteil an ges. Stromerzeugung; %:		4,9	7,0	8,1	9,2	10,6	12,1

CO ₂ -Rückhaltung: Emissionsminderung (Mio. t/a) und Brennstoffmehrbedarf (PJ/a)										
Szenario 2008 - D (Kohle + CCS)	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
zusätzl. Emissionsminderung										
- Steinkohle/Übr. feste B.	0,0	0,0	0,0	0,0	8,4	11,9	15,2	18,4	20,2	21,6
- Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	13,8	12,9	12,1	17,3	22,1
- Erdgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,3	0,5	1,3	2,0	2,3	2,4
Insgesamt	0,0	0,0	0,0	0,0	18,3	26,2	29,4	32,5	39,7	46,1
CO₂-Emissionen ohne CCS	309	305	296	296	269	226	188	150	123	95,6
CO₂-Emissionen mit CCS	309	305	296	296	251	200	159	117,3	83,0	49,5
Minderungsfaktoren (g/kWh_{el}) gegenüber Referenzkraftwerk										
		Brennst.		nur	ohne	produz.	Abscheid.	emitt.	abzu-	Minder-
		g/kWh _{th}		direkte	CCS	mit CCS	grad	mit CCS	scheiden	ung
- Steinkohle		338		Emiss.	682	865	0,88	104	761	578
- Braunkohle		403		g/kWh _{el}	849	1176	0,88	141	1035	708
- Erdgas		202			337	417	0,88	50	367	287
Mehrbedarf an Primärenergie										
- Steinkohle/Übr. feste B.				0,0	22	31	40	48	53	56
- Braunkohle				0,0	33	47	44	41	59	76
- Erdgas				0,0	1	2	5	7	8	9
Insgesamt				0,0	56	80	89	97	120	141
Mehrbedarf gegenüber Referenzkraftwerk		Eta ohne CCS	Eta mit CCS		Brennstoffbedarf PJ th/PJ el				Mehrbedarf	
					REF	CCS			absolut	relativ
- Steinkohle		0,495	0,410		2,020	2,439			0,4188	1,207
- Braunkohle		0,475	0,360		2,105	2,778			0,6725	1,319
- Erdgas		0,600	0,510		1,667	1,961			0,2941	1,176
CO₂-Abscheidemenge										
- Steinkohle/Übr. feste B.				0,0	11,0	15,7	20,0	24,2	26,5	28,5
- Braunkohle				0,0	14,1	20,2	18,9	17,7	25,2	32,3
- Erdgas				0,0	0,3	0,7	1,7	2,6	2,9	3,1
Insgesamt				0,0	25,4	36,5	40,6	44,5	54,7	63,8

Quelle: eigene Darstellung

Tab. 13-8 Eckdaten der Szenariovariante „Realistisch I - nur Kohle“

Szenariovariante:		Realistisch I - nur Kohle					
CCS-Anteile Neuanlagen		KOND = 0,75		HKW = 0,40			
CCS-Anteile Nachrüstung		KOND = 0,40		HKW = 0,20			
		Leistung von Kraftwerken mit CO ₂ -Rückhaltung ⁺⁺ , ab 2021 mit EE-Daten 2007					
		GW					
	neu bis	neu ab 2020					
Jahr	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
				*)	*)	*)	**)
Kondensationskraftwerke	20,27	4,20	5,82	6,54	7,26	9,13	11,00
- Steinkohle/Übr. feste B.	10,82	2,32	3,13	3,96	4,80	5,62	6,45
- Braunkohle	6,32	1,89	2,69	2,58	2,47	3,51	4,55
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	3,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- Kernenergie	0,00						
Öffentliche Heizkraftwerke	5,46	0,57	1,01	1,55	2,09	2,70	3,31
- HKW Braunkohle	0,33	0,00	0,14	0,27	0,40	0,81	1,22
- HKW (Steinkohle, Müll)	4,49	0,57	0,87	1,28	1,69	1,89	2,09
- HKW (Erdgas + Öl)	0,64	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Nahwärme + Objekte	2,98						
- BHKW(Gas;Öl)	0,66						
- BHKW (Biomasse)	2,32						
Industrielle Kraft-Wärme-Kopplung	5,56	0,43	0,87	1,18	1,49	1,75	2,02
- HKW (Steinkohle)	1,40	0,43	0,87	1,18	1,49	1,75	2,02
- HKW (Erdgas, Öl)	0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- BHKW (Erdgas, Öl)	0,74						
- BHKW (Biomasse)	2,91						
Regenerativ (ohne Biomasse)	52,99						
- Laufwasser(+ Zulauf zu Speicher)	1,61						
- Wind (20 a)	33,45						
- Photovoltaik (30a)	16,92						
- Geothermie	0,28						
- Import SOT	0,73						
- Import andere REG	0,00						
Gesamte CCS-Neukraftwerke ab 2021:	87,26	5,21	7,70	9,27	10,84	13,59	16,33
- Steinkohle/Übr. feste B.	16,71	3,32	4,88	6,42	7,97	9,27	10,57
- Braunkohle	6,65	1,89	2,83	2,85	2,87	4,32	5,77
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	5,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
- Summe fossil	29,05						
- nuklear	0,00						
- regenerativ	58,21						
davon HKW mit CCS (ab 2021)	7,37	1,00	1,88	2,73	3,58	4,45	5,33
HKW Braunkohle	0,33	0,00	0,14	0,27	0,40	0,81	1,22
HKW Steinkohle	5,89	1,00	1,74	2,46	3,18	3,65	4,12
HKW Erdgas	1,15	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Erforderliche Zusatzleistung für CCS (prop. Brennstoffmehrabdarf)		1,29	1,91	2,24	2,57	3,30	4,03
- Steinkohle/Übrige feste Brennstoffe		0,69	1,01	1,33	1,65	1,92	2,19
- Braunkohle		0,60	0,90	0,91	0,92	1,38	1,84
- Erdgas/Öl/übrig.Gase		0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

⁺⁺) ohne Zusatzleistung wegen Wirkungsgradverminderung bei CCS

^{*)} einschl.Nachrüstung der zwischen 2011 und 2020 erstellten Nicht-CCS-Anlagen zwischen 2031 und 2050

^{**)} einschließlich Neuanlagen der 2. Generation (Ersatz der bis 2010 erstellten Anlagen) in 2050

Nutzbare Stromerzeugung mit CCS-Kraftwerken							
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Vollaststunden Kond KW, h/a							
- Steinkohle/Übr. feste B.	5.250	5.100	5.100	5.000	4.900	4.550	4.200
- Braunkohle	7.300	7.200	7.100	6.800	6.500	6.350	6.200
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	3.600	3.500	3.200	3.100	3.000	2.500	2.000
Stromerzeugung, Kond-KW; TWh/a	0,0	25,4	35,1	37,4	39,5	47,9	55,3
- Steinkohle/Übr. feste B.	0	11,8	16,0	19,8	23,5	25,6	27,1
- Braunkohle	0	13,6	19,1	17,5	16,1	22,3	28,2
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vollastst. öffentl. KWK, h/a							
- Steinkohle/Übr. feste B.	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.505	2.410
- Braunkohle	2.800	2.800	2.800	2.750	2.700	2.600	2.500
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	3.350	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500
Stromerzeugung, öffentl. KWK; TWh/a		1,5	2,7	4,1	5,5	6,8	8,1
- Steinkohle/Übr. feste B.	0	1,5	2,3	3,3	4,4	4,7	5,0
- Braunkohle	0	0,0	0,4	0,7	1,1	2,1	3,0
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Vollastst. industr. KWK, h/a							
- Steinkohle/Übr. feste B.	3.000	2.800	2.700	2.650	2.600	2.600	2.600
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	2.900	3.000	3.000	2.900	2.800	2.800	2.800
Stromerzeugung, ind. KWK; TWh/a		1,2	2,4	3,1	3,9	4,6	5,3
- Steinkohle/Übr. feste B.	0	1,2	2,4	3,1	3,9	4,6	5,3
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Stromerzeugung gesamt, TWh/a	0,0	28,1	40,1	44,6	48,9	59,3	68,6
- Steinkohle /Übr. feste B.	0	14,5	20,6	26,3	31,8	34,9	37,4
- Braunkohle	0	13,6	19,5	18,3	17,1	24,4	31,2
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Mittlere Auslastung, h/a		5.395	5.202	4.805	4.509	4.362	4.203
Anteil an ges. Stromerzeugung; %:		4,7	6,7	7,4	8,0	9,4	10,8

CO ₂ -Rückhaltung: Emissionsminderung (Mio. t/a) und Brennstoffmehrbedarf (PJ/a)										
Szenario 2008 - D (Kohle + CCS)	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
zusätzl. Emissionsminderung										
- Steinkohle/Übr. feste B.	0,0	0,0	0,0	0,0	8,4	11,9	15,2	18,4	20,2	21,6
- Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	9,6	13,8	12,9	12,1	17,3	22,1
- Erdgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Insgesamt	0,0	0,0	0,0	0,0	18,0	25,7	28,1	30,5	37,4	43,7
CO₂-Emissionen ohne CCS	309	305	296	296	269	226	188	150	123	95,6
CO₂-Emissionen mit CCS	309	305	296	296	251	201	160	119,3	85,3	51,9
Minderungsfaktoren (g/kWh_{el}) gegenüber Referenzkraftwerk										
		Brennst.		nur	ohne	produz.	Abscheid.	emitt.	abzu-	Minder-
		g/kWh _{th}		direkte	CCS	mit CCS	grad	mit CCS	scheiden	ung
- Steinkohle		338		Emiss.	682	865	0,88	104	761	578
- Braunkohle		403		g/kWh _{el}	849	1176	0,88	141	1035	708
- Erdgas		202			337	417	0,88	50	367	287
Mehrbedarf an Primärenergie										
- Steinkohle/Übr. feste B.				0,0	22	31	40	48	53	56
- Braunkohle				0,0	33	47	44	41	59	76
- Erdgas				0,0	0	0	0	0	0	0
Insgesamt				0,0	55	78	84	89	112	132
Mehrbedarf gegenüber Referenzkraftwerk		Eta ohne CCS	Eta mit CCS		Brennstoffbedarf PJ th/PJ el				Mehrbedarf	
					REF	CCS			absolut	relativ
- Steinkohle		0,495	0,410		2,020	2,439			0,4188	1,207
- Braunkohle		0,475	0,360		2,105	2,778			0,6725	1,319
- Erdgas		0,600	0,510		1,667	1,961			0,2941	1,176
CO₂-Abscheidemenge										
- Steinkohle/Übr. feste B.				0,0	11,0	15,7	20,0	24,2	26,5	28,5
- Braunkohle				0,0	14,1	20,2	18,9	17,7	25,2	32,3
- Erdgas				0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Insgesamt				0,0	25,1	35,8	38,9	41,9	51,8	60,8

Quelle: eigene Darstellung

Tab. 13-9 Eckdaten der Szenariovariante „Realistisch II“

Szenariovariante:		Realistisch II					
CCS-Anteile Neuanlagen		KOND = 0,50		HKW = 0,30			
CCS-Anteile Nachrüstung		KOND = 0,30		HKW = 0,15			
		Leistung von Kraftwerken mit CO ₂ -Rückhaltung ⁺⁺ , ab 2021 mit EE-Daten 2007					
		GW					
	neu bis	neu ab 2020					
Jahr	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
				*)	*)	*)	**)
Kondensationskraftwerke	20,27	2,80	3,88	4,79	5,69	7,10	8,51
- Steinkohle/Übr. feste B.	10,82	1,54	2,09	2,74	3,39	3,96	4,54
- Braunkohle	6,32	1,26	1,79	1,77	1,74	2,39	3,03
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	3,14	0,00	0,00	0,28	0,56	0,75	0,94
- Kernenergie	0,00						
Öffentliche Heizkraftwerke	5,46	0,54	0,87	1,44	2,01	2,48	2,95
- HKW Braunkohle	0,33	0,00	0,11	0,20	0,30	0,61	0,91
- HKW (Steinkohle, Müll)	4,49	0,43	0,65	0,96	1,27	1,42	1,57
- HKW (Erdgas + Öl)	0,64	0,11	0,11	0,27	0,44	0,46	0,47
Nahwärme + Objekte	2,98						
- BHKW(Gas;Öl)	0,66						
- BHKW (Biomasse)	2,32						
Industrielle Kraft-Wärme-Kopplung	5,56	0,43	1,00	1,42	1,85	2,13	2,41
- HKW (Steinkohle)	1,40	0,32	0,65	0,88	1,11	1,32	1,52
- HKW (Erdgas, Öl)	0,51	0,11	0,34	0,54	0,74	0,81	0,89
- BHKW (Erdgas, Öl)	0,74						
- BHKW (Biomasse)	2,91						
Regenerativ (ohne Biomasse)	52,99						
- Laufwasser(+ Zulauf zu Speicher)	1,61						
- Wind (20 a)	33,45						
- Photovoltaik (30a)	16,92						
- Geothermie	0,28						
- Import SOT	0,73						
- Import andere REG	0,00						
Gesamte CCS-Neukraftwerke ab 2021:	87,26	3,77	5,74	7,65	9,56	11,71	13,87
- Steinkohle/Übr. feste B.	16,71	2,30	3,40	4,58	5,77	6,70	7,63
- Braunkohle	6,65	1,26	1,90	1,97	2,04	2,99	3,94
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	5,69	0,22	0,45	1,10	1,74	2,02	2,30
- Summe fossil	29,05						
- nuklear	0,00						
- regenerativ	58,21						
davon HKW mit CCS (ab 2021)	7,37	0,97	1,86	2,86	3,86	4,61	5,36
HKW Braunkohle	0,33	0,00	0,11	0,20	0,30	0,61	0,91
HKW Steinkohle	5,89	0,75	1,31	1,84	2,38	2,73	3,09
HKW Erdgas	1,15	0,22	0,45	0,81	1,18	1,27	1,36
Erforderliche Zusatzleistung für CCS (prop. Brennstoffmehrabdarf)		0,92	1,39	1,77	2,16	2,70	3,25
- Steinkohle/Übrige feste Brennstoffe		0,48	0,70	0,95	1,20	1,39	1,58
- Braunkohle		0,40	0,61	0,63	0,65	0,96	1,26
- Erdgas/Öl/übrig.Gase		0,04	0,08	0,19	0,31	0,36	0,41

++)

ohne Zusatzleistung wegen Wirkungsgradverminderung bei CCS

*)

einschl.Nachrüstung der zwischen 2011 und 2020 erstellten Nicht-CCS-Anlagen zwischen 2031 und 2050

**)

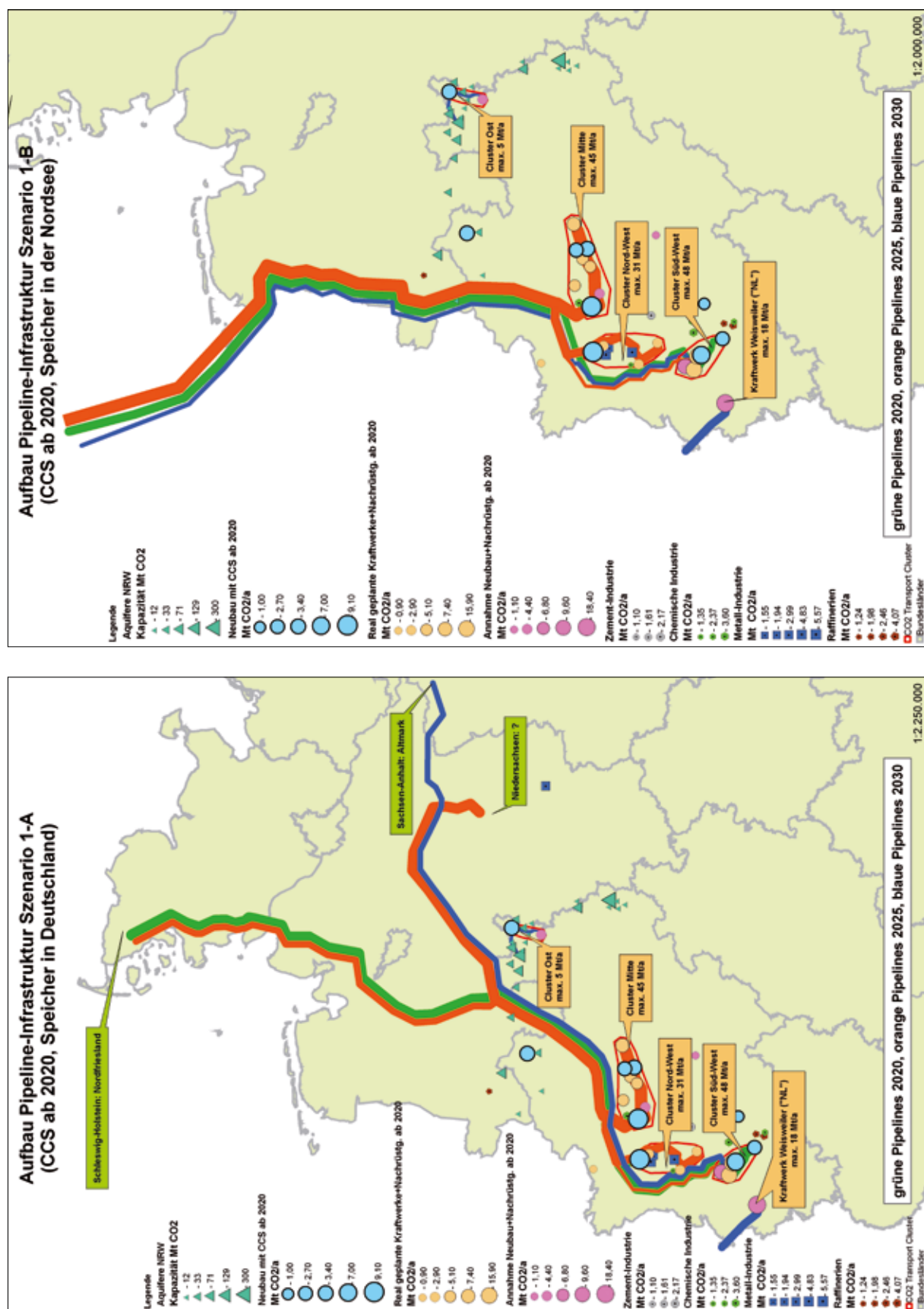
einschließlich Neuanlagen der 2. Generation (Ersatz der bis 2010 erstellten Anlagen) in 2050

Nutzbare Stromerzeugung mit CCS-Kraftwerken							
	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
Vollaststunden Kond KW, h/a							
- Steinkohle/Übr. feste B.	5.250	5.100	5.100	5.000	4.900	4.550	4.200
- Braunkohle	7.300	7.200	7.100	6.800	6.500	6.350	6.200
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	3.600	3.500	3.200	3.100	3.000	2.500	2.000
Stromerzeugung, Kond-KW; TWh/a	0,0	16,9	23,4	26,6	29,6	35,1	39,8
- Steinkohle/Übr. feste B.	0	7,9	10,7	13,7	16,6	18,0	19,1
- Braunkohle	0	9,1	12,7	12,0	11,3	15,2	18,8
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	0,0	0,0	0,9	1,7	1,9	1,9
Vollastst. öffentl. KWK, h/a							
- Steinkohle/Übr. feste B.	2.600	2.600	2.600	2.600	2.600	2.505	2.410
- Braunkohle	2.800	2.800	2.800	2.750	2.700	2.600	2.500
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	3.350	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500
Stromerzeugung, öffentl. KWK; TWh/a		1,5	2,4	4,0	5,7	6,7	7,7
- Steinkohle/Übr. feste B.	0	1,1	1,7	2,5	3,3	3,6	3,8
- Braunkohle	0	0,0	0,3	0,6	0,8	1,6	2,3
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	0,4	0,4	1,0	1,5	1,6	1,7
Vollastst. industr. KWK, h/a							
- Steinkohle/Übr. feste B.	3.000	2.800	2.700	2.650	2.600	2.600	2.600
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	2.900	3.000	3.000	2.900	2.800	2.800	2.800
Stromerzeugung, ind. KWK; TWh/a		1,2	2,8	3,9	5,0	5,7	6,4
- Steinkohle/Übr. feste B.	0	0,9	1,8	2,3	2,9	3,4	3,9
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	0,3	1,0	1,6	2,1	2,3	2,5
Stromerzeugung gesamt, TWh/a	0,0	19,7	28,5	34,5	40,2	47,5	53,9
- Steinkohle /Übr. feste B.	0	9,9	14,1	18,5	22,8	25,0	26,8
- Braunkohle	0	9,1	13,0	12,6	12,1	16,7	21,1
- Erdgas/Öl/übrig.Gase	0	0,7	1,4	3,4	5,3	5,8	6,0
Mittlere Auslastung, h/a		5.212	4.969	4.511	4.210	4.055	3.885
Anteil an ges. Stromerzeugung; %:		3,3	4,8	5,7	6,6	7,5	8,5

CO ₂ -Rückhaltung: Emissionsminderung (Mio. t/a) und Brennstoffmehrbedarf (PJ/a)										
Szenario 2008 - D (Kohle + CCS)	2005	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
zusätzl. Emissionsminderung										
- Steinkohle/Übr. feste B.	0,0	0,0	0,0	0,0	5,7	8,2	10,7	13,2	14,5	15,5
- Braunkohle	0,0	0,0	0,0	0,0	6,4	9,2	8,9	8,6	11,8	14,9
- Erdgas	0,0	0,0	0,0	0,0	0,2	0,4	1,0	1,5	1,7	1,7
Insgesamt	0,0	0,0	0,0	0,0	12,3	17,8	20,6	23,3	28,0	32,1
CO₂-Emissionen ohne CCS	309	305	296	296	269	226	188	150	123	95,6
CO₂-Emissionen mit CCS	309	305	296	296	257	209	168	126,5	94,7	63,4
Minderungsfaktoren (g/kWh_{el}) gegenüber Referenzkraftwerk										
	Brennst. g/kWh _{th}			nur direkte	ohne CCS	produz. mit CCS	Abscheid. grad	emitt. mit CCS	abzuscheiden	Minderung
- Steinkohle	338			Emiss. g/kWh _{el}	682	865	0,88	104	761	578
- Braunkohle	403				849	1176	0,88	141	1035	708
- Erdgas	202				337	417	0,88	50	367	287
Mehrbedarf an Primärenergie										
- Steinkohle/Übr. feste B.				0,0	15	21	28	34	38	40
- Braunkohle				0,0	22	32	30	29	41	51
- Erdgas				0,0	1	1	4	6	6	6
Insgesamt				0,0	38	54	62	69	84	98
Mehrbedarf gegenüber Referenzkraftwerk										
	Eta ohne CCS			Eta mit CCS	Brennstoffbedarf PJ th/PJ el				Mehrbedarf	
					REF	CCS			absolut	relativ
- Steinkohle	0,495			0,410	2,020	2,439			0,4188	1,207
- Braunkohle	0,475			0,360	2,105	2,778			0,6725	1,319
- Erdgas	0,600			0,510	1,667	1,961			0,2941	1,176
CO₂-Abscheidemenge										
- Steinkohle/Übr. feste B.				0,0	7,5	10,7	14,1	17,3	19,0	20,4
- Braunkohle				0,0	9,4	13,5	13,0	12,5	17,3	21,8
- Erdgas				0,0	0,3	0,5	1,2	1,9	2,1	2,2
Insgesamt				0,0	17,2	24,7	28,4	31,8	38,5	44,4

Quelle: eigene Darstellung

13.3 Anhang 3: Pipeline-Infrastruktur-Szenarien



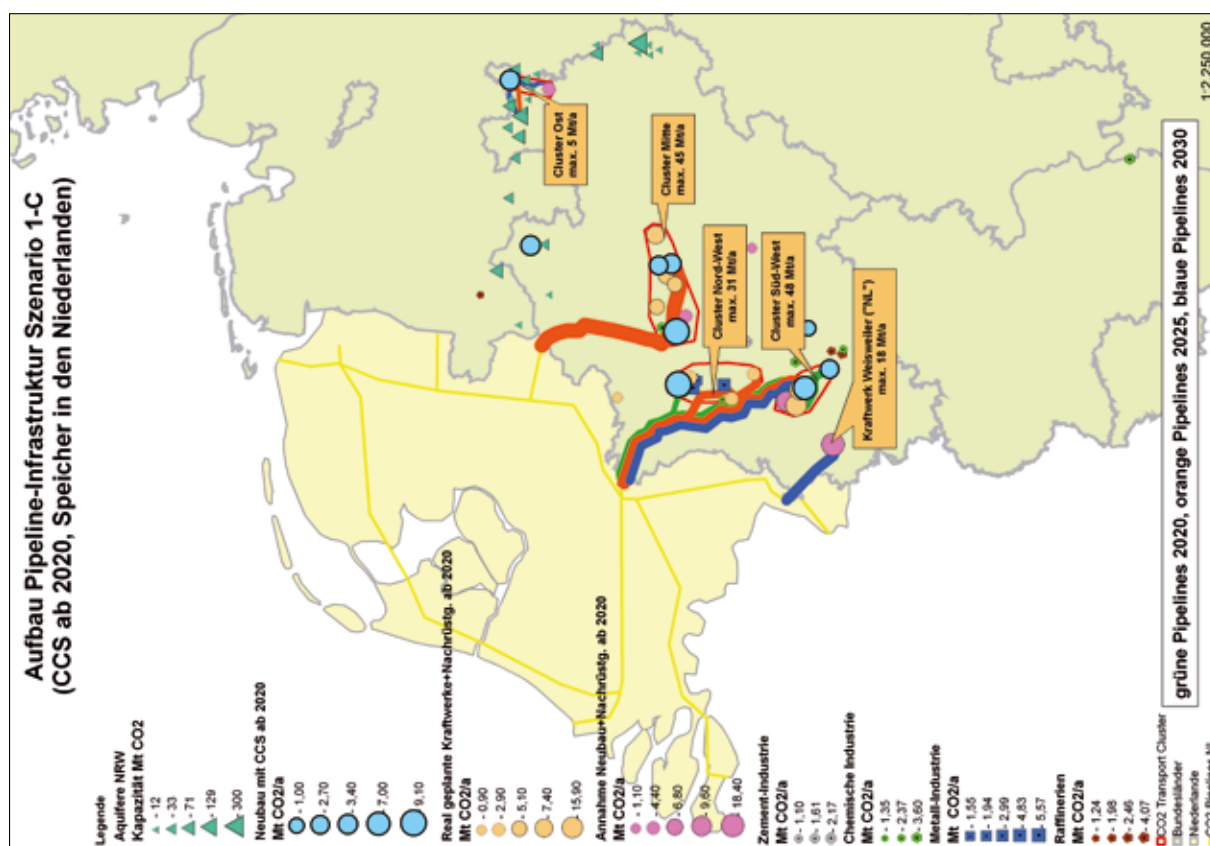


Abb. 13-1 Beispielhafte Darstellung von Pipeline-Infrastruktur-Szenarien als Folge einer CCS-MAX Strategie in Nordrhein-Westfalen (Gesamtpipeline-Längen von 4.330 km in Szenario 1-A, 8.380 km in Szenario 1-B und 1.140 km in Szenario 1-C)

Quelle: WI 2009

Diese Studie resultiert aus dem gleichnamigen Forschungsvorhaben 0329967A
des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU).

Kontakt:
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Referat Öffentlichkeitsarbeit
11055 Berlin
Fax: 030 18305 - 2044
Internet: www.bmu.de

Diese Broschüre ist Teil der Öffentlichkeitsarbeit der Bundesregierung.
Sie wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt.
Der Druck erfolgt auf 100 % Recyclingpapier.